

Universidad Politécnica de Madrid

Escuela Técnica Superior de
Ingenieros Aeronáuticos



PROYECTO FIN DE CARRERA

DISEÑO PRELIMINAR DE UN AEROGENERADOR DE 4,5 MW DE POTENCIA

Daniel Rodrigo González

Tutor: Álvaro Cuerva Tejero

30 de junio de 2011

Índice general

Índice de figuras	IX
Índice de tablas	XV
Nomenclatura	XVII
Prólogo	1
1. La energía eólica	3
1.1. Orígenes	3
1.2. La eólica actual. Ventajas e inconvenientes	4
1.2.1. Ventajas	5
1.2.2. Desventajas	5
1.3. Situación mundial actual	6
1.4. Situación actual en España	8
2. Aerogeneradores. Tipos, subsistemas y semejantes	13
2.1. Introducción	13
2.2. Tipos de aerogeneradores	13
2.2.1. VAWT (Vertical Axis Wind Turbine)	13
2.2.2. HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine)	14
2.3. Subsistemas	15
2.3.1. Rotor	16
2.3.1.1. Palas	16
2.3.1.2. Buje	16
2.3.2. Tren de potencia	17
2.3.2.1. Caja de engranajes (multiplicadora)	17
2.3.2.2. Generador/Alternador	17
2.3.3. Góndola y sistema de orientación	18

2.3.4. Torre y cimientos	18
2.3.5. Sistema de control electrónico	18
2.3.6. Sistema de seguridad	18
2.4. Aerogeneradores semejantes	19
3. IEC 61400-1 (Ed.3) - La norma de diseño	21
3.1. Introducción	21
3.2. Clases de aerogeneradores	21
3.3. Condiciones externas	22
3.4. Condiciones de viento	22
3.4.1. Condiciones normales de viento	22
3.4.1.1. Distribución de velocidad del viento	23
3.4.1.2. Modelo de perfil normal de viento (NWP)	23
3.4.1.3. Modelo de turbulencia normal (NTM)	25
3.4.2. Condiciones extremas de viento	25
3.4.2.1. Modelo de velocidad del viento extrema (EWM)	27
3.4.2.2. Ráfaga máxima operativa (EOG)	28
3.4.2.3. Modelo de turbulencia extrema (ETM)	29
3.4.2.4. Cambio de dirección extrema (EDC)	29
3.5. Otras condiciones medioambientales	30
3.6. Diseño estructural, sistema eléctrico y de control	31
4. Aerodinámica del rotor. Diseño	33
4.1. Introducción	33
4.2. Modelo aerodinámico del rotor	33
4.2.1. Teoría de Cantidad de Movimiento (TCM)	34
4.2.2. Teoría del Momento Cinético (TMC)	36
4.2.3. Teoría del Elemento de Pala (TEP)	38
4.2.4. Combinación de los modelos: TCM, TMC y TEP	39
4.2.4.1. Factor de pérdidas	40
4.2.4.2. Modelo de Lissaman	40
4.2.5. Coeficientes globales de fuerzas y momentos (Teoría de Combinación)	41
4.3. Selección de los perfiles a utilizar	42
4.4. Número de palas	49
4.5. Optimización del rotor	50
4.5.1. Resultados	51
4.5.1.1. Caso de viento con cortadura lineal	56
4.5.1.2. Caso de perfil normal de viento	59

5. Dimensionado del rotor	63
5.1. Introducción	63
5.2. Elección del radio	63
5.3. Actuaciones	75
5.3.1. Curva de potencia	75
5.3.1.1. Análisis posteriores	78
5.3.2. Ley de control de paso estacionario	89
5.3.3. Mapas de actuaciones	92
6. Masas y materiales	95
6.1. Introducción	95
6.2. WindPACT: Análisis másico	95
6.2.1. Rotor	96
6.2.1.1. Palas	96
6.2.1.2. Buje, mecanismos de paso y cojinetes, cono	97
6.2.2. Góndola	97
6.2.2.1. Eje de baja velocidad	97
6.2.2.2. Cojinetes	98
6.2.2.3. Multiplicadora	98
6.2.2.4. Freno mecánico, acoplamiento de alta velocidad y componentes asociados	99
6.2.2.5. Generador	99
6.2.2.6. Control de orientación y cojinete	101
6.2.2.7. Chasis	101
6.2.2.8. Sistemas hidráulicos y de refrigeración	102
6.2.2.9. Cubierta de la góndola	102
6.2.3. Torre	102
6.3. Resultados	103
6.3.1. Comparación másica de diseños	103
6.3.2. Selección de configuración	104
6.4. Materiales	107
6.4.1. Palas	108
6.4.2. Buje	109
6.4.3. Eje de baja y alta velocidad	109
6.4.4. Góndola	110
6.4.5. Generador y multiplicadora	110
6.4.6. Torre	110

7. Cálculo estructural	111
7.1. Introducción	111
7.2. Norma IEC 61400-1 (Ed.3): Casos de cargas de diseño	111
7.2.1. Clases de cargas	112
7.2.2. Situaciones de diseño y casos de carga	112
7.3. Régimen estacionario: cargas sobre la pala	114
7.3.1. Fuerzas y momentos de la sección debidas a la propia sección	115
7.3.2. Fuerzas y momentos de la sección debidas a las secciones exteriores	116
7.4. Estructura interna de la pala	116
7.4.1. Propiedades mecánicas de los materiales empleados	117
7.5. Estado tensional de la pala	118
7.6. Cálculos	118
7.6.1. Procedimiento	118
7.6.2. Resultados	120
7.6.2.1. Fuerzas y momentos de la sección debidas a la propia sección	122
7.6.2.2. Fuerzas y momentos de la sección debidas a las secciones exteriores	125
7.6.2.3. Fuerzas y momentos acumulados máximos	128
7.6.2.4. Esfuerzos normales en cada elemento	129
7.6.3. Análisis posteriores	134
7.6.3.1. Pala de mínima masa (GRP+CFRP)	134
7.6.3.2. Pala de mínima masa (sólo GRP)	140
7.7. Cálculo estructural de la torre	142
7.7.1. Cargas transmitidas por el rotor a la torre	142
7.7.2. Cargas transmitidas por los demás componentes	145
7.7.3. Cálculos	146
8. Vibraciones	147
8.1. Introducción	147
8.2. Análisis de la pala	147
8.2.1. Movimiento de flexión en batimiento	148
8.2.2. Movimiento de flexión en arrastre	149
8.3. Análisis de la torre	150
8.4. Resolución de la ecuaciones	151
8.4.1. Método de los modos asumidos	152
8.5. Diagramas de Campbell y Waterfall	153
8.6. Resultados	153

9. Sistema eléctrico	159
9.1. Introducción	159
9.2. Generador síncrono	159
9.3. Generador asíncrono (o de inducción)	161
9.4. Subsistemas de acondicionamiento	163
9.4.1. Subsistema de refrigeración	163
9.4.2. Subsistema antihielo	163
10. Sistema de control	165
10.1. Introducción	165
10.2. Controlador de supervisión	166
10.3. Controlador dinámico	166
10.3.1. Sistema de seguridad	167
10.4. Control de los procesos	167
10.4.1. Control del par aerodinámico	167
10.4.2. Control del par del generador	168
10.4.3. Control de orientación	169
11. Estimación de costes	171
11.1. Introducción	171
11.2. Conversión de dólares \$2002 a euros €2011	171
11.3. Parámetros del estudio económico	172
11.4. Coste de capital del aerogenerador (<i>TCC</i>)	173
11.4.1. Palas	173
11.4.2. Multiplicadora	174
11.4.3. Generador	175
11.4.4. Chasis	175
11.4.5. Torre	175
11.4.6. Resto de componentes	176
11.5. Balance de la estación (<i>BOS</i>)	176
11.6. Costes anuales de operación (<i>LLC</i> , <i>O&M</i> y <i>LRC</i>)	177
11.7. Costes del aerogenerador en estudio	177
11.7.1. Análisis posteriores	180
11.7.1.1. Parámetros de Weibull	180
11.7.1.2. Limitación por ruido	183
11.7.1.3. Variación del radio	184
11.8. COE: Comparación con otras fuentes de energía	185

Conclusiones	189
Bibliografía	193

Índice de figuras

1.1. Reconstrucción moderna del 'hydraulis' de Herón de Alejandría	3
1.2. Artículo en la Scientific American sobre la turbina eólica de Brush	4
1.3. Potencia acumulada y nueva instalada en el mundo	7
1.4. Potencia instalada acumulada en el mundo	8
1.5. Potencia nueva instalada en el mundo	8
1.6. Evolución anual de la potencia instalada en la España peninsular	9
1.7. Cobertura de la demanda de energía eléctrica con eólica en España	10
1.8. Incremento anual y tasa de variación de la potencia eólica instalada en España	10
2.1. VAWT Φ -Darrieus	14
2.2. HAWT Tripala	15
2.3. Componentes de un HAWT Tripala	15
2.4. Buje rígido tricilíndrico (a) y esférico (b)	16
2.5. Tren de potencia común de un HAWT	17
2.6. Multiplicadora de 3 etapas (1 planetaria/2 helicoidales de ejes paralelos)	17
3.1. Condiciones externas	22
3.2. Densidad de probabilidad de Weibull	24
3.3. Distribución acumulada de Weibull	24
3.4. Perfil normal de viento en la capa límite atmosférica	25
3.5. Desviación estándar de la turbulencia para clase A	26
3.6. Intensidad de turbulencia para clase A	26
3.7. Velocidad del viento extrema: caso estacionario	27
3.8. Velocidad del viento extrema: caso turbulento	28
3.9. Velocidad del viento con ráfaga máxima operativa	29
3.10. Cambio de dirección extrema	30
4.1. Tubo de corriente para el modelo de la TCM	34
4.2. Parámetros de operación de una turbina Betz	36

4.3. Tubo de corriente para el modelo de la TMC	36
4.4. Variación de la velocidad tangencial a través del rotor (TMC)	37
4.5. Fuerzas y parámetros empleados en el modelo de la TEP	38
4.6. Modificaciones al modelo TCM para $a > a_T$	41
4.7. Variación de la curva $C_P - \lambda$ con la eficiencia k para un HAWT Tripala	43
4.8. Geometría NACA 0012	44
4.9. Geometría NACA 63618	45
4.10. Geometría DU-25	45
4.11. Geometría DU-35	45
4.12. Geometría DU-40	46
4.13. Coeficientes de sustentación de los perfiles elegidos (c_l)	47
4.14. Coeficientes de resistencia de los perfiles elegidos (c_d)	48
4.15. Curvas $C_P - \lambda$ para diferentes números de palas	49
4.16. Curva $C_P - \lambda$ para diferentes números de palas (b) (Pala 5)	49
4.17. Factores de velocidad inducida (Pala 5)	52
4.18. Función de pérdidas: $f(x)$	53
4.19. Solidez (a) y cuerda adimensional (b) (Pala 5)	53
4.20. Ángulo de torsión de la pala (a) y de incidencia de la corriente (b) (Pala 5)	54
4.21. C_P , C_Q y C_T en función de λ para la pala óptima	55
4.22. Distribución de velocidades del viento para caso con cortadura lineal	57
4.23. Variación de la velocidad del viento con la posición radial (lineal)	57
4.24. Coeficiente de potencia para diferentes posiciones (ψ) de la pala	58
4.25. Coeficiente de par para diferentes posiciones (ψ) de la pala	59
4.26. Distribución de velocidades del viento para caso de perfil normal de viento	60
4.27. Variación de la velocidad del viento con la posición radial (perfil normal)	60
4.28. Coeficiente de potencia para diferentes posiciones (ψ) de la pala	61
4.29. Coeficiente de par para diferentes posiciones (ψ) de la pala	62
5.1. Potencia específica (a) y potencia nominal (b) en función del radio para diferentes modelos	64
5.2. Limitaciones del radio atendiendo a potencia específica y ruido (Pala 1)	65
5.3. Limitaciones del radio atendiendo a potencia específica y ruido (Pala 3)	66
5.4. Limitaciones del radio atendiendo a potencia específica y ruido (Pala 5)	66
5.5. Evolución de las horas equivalentes medias en España para el período 1996-2009	67
5.6. Factor de capacidad (a) y horas equivalentes (b) en función del radio (Pala 5)	68

5.7. Factor de capacidad (a) y horas equivalentes (b) en función de la velocidad nominal (Pala 5)	69
5.8. Curvas de nivel para R y FC ($\Omega R_{NL} = 65$ m/s) (Pala 1)	71
5.9. Curvas de nivel para R y FC ($\Omega R_{NL} = 65$ m/s) (Pala 3)	72
5.10. Curvas de nivel para R y FC ($\Omega R_{NL} = 65$ m/s) (Pala 5)	72
5.11. Curvas de nivel para COE (Pala 1)	73
5.12. Curvas de nivel para COE (Pala 3)	73
5.13. Curvas de nivel para COE (Pala 5)	74
5.14. Distribución de cuerdas de la pala 5	75
5.15. Curvas de potencia del aerogenerador (casos con y sin limitación por ruido)	76
5.16. Variación de la velocidad angular (a) y del par (b) con V_N	77
5.17. Variación de FC con el parámetro de escala de la función de Weibull (c) para $k = 2,5$	78
5.18. Variación de FC con el parámetro de forma de la función de Weibull (k) para $c = 6$ m/s	78
5.19. Variación de las funciones de Weibull con c ($k = 2,5$)	79
5.20. Variación de las funciones de Weibull con k ($c = 6$ m/s)	79
5.21. Variación de las curvas de nivel de COE para diferentes valores de c ($k = 2,5$)	80
5.22. Variación de las curvas de nivel de COE para diferentes valores de k ($c = 6$ m/s)	80
5.23. Variación de las curvas de nivel de FC para diferentes valores de c ($k = 2,5$)	81
5.24. Variación de las curvas de nivel de FC para diferentes valores de k ($c = 6$ m/s)	82
5.25. Variación de FC con la velocidad de entrada v_{in}	83
5.26. Variación de FC con la velocidad de corte v_{out}	83
5.27. Curva de potencia para diferentes radios	84
5.28. Variación del factor de capacidad (FC) con el radio	85
5.29. Energía anual extraída para cada velocidad del viento	85
5.30. Efecto de la variación de la limitación por ruido en la curva de potencia	86
5.31. Curvas de potencia para un radio de 80 m	86
5.32. Factor de capacidad para $R = 80$ m	86
5.33. Producto de la potencia por la probabilidad de Weibull para cada velocidad ($R = 80$ m)	87
5.34. Tendencias para potencia específica (SP) según fuerza del viento	88
5.35. Pala con geometría en planta STAR	89
5.36. Ley de control de ángulo de paso ($\theta_c(V)$)	90
5.37. Configuraciones disponibles e instaladas	91
5.38. Mapa de actuación de C_P	92
5.39. Mapa de actuación de C_Q	92
5.40. Mapa de actuación de C_T	93

6.1. Estimación estadística de la masa de la pala en función del radio	97
6.2. Tipos de configuración del tren de potencia	98
6.3. 3 etapas/generador de alta velocidad	99
6.4. 1 etapa/generador magnético permanente de velocidad media	100
6.5. Transmisión múltiple/generadores magnéticos permanentes	100
6.6. Transmisión directa	101
6.7. Estimación estadística de la masa de la torre en función de $A_s \cdot h$	103
6.8. Variación de la masa para diferentes tecnologías (eje x : pala, torre) y configuraciones (color)	104
6.9. Resultados para COE (a) e ICC (b)	104
6.10. Porcentaje en masa por grupo	105
6.11. Porcentaje en masa del rotor	105
6.12. Porcentaje en masa del tren de potencia	106
6.13. Cantidad de materiales (según tipo) usados anualmente en aerogeneradores	108
6.14. Materiales utilizados para las palas	108
6.15. Estructura de la góndola del V90-3.0 MW de Vestas	110
7.1. Ejes de referencia empleados	115
7.2. Estructura interna para el modo “ <i>Optimisation</i> ”	117
7.3. Espesores de cada elemento a lo largo de la pala	121
7.4. Masa por unidad de longitud de la pala	121
7.5. Posiciones de los centros de masa en cada sección	122
7.6. Fuerzas aerodinámicas debidas a la propia sección	122
7.7. Momentos aerodinámicos debidos a la propia sección	123
7.8. Fuerzas gravitatorias debidas a la propia sección (diferentes ψ)	123
7.9. Momentos gravitatorios debidos a la propia sección (diferentes ψ)	124
7.10. Fuerzas centrífugas debidas a la propia sección	124
7.11. Momentos centrífugos debidos a la propia sección	125
7.12. Fuerzas y momentos aerodinámicos acumulados en cada sección (ejes H_1)	125
7.13. Fuerzas y momentos aerodinámicos acumulados en cada sección (ejes S)	126
7.14. Fuerzas y momentos gravitatorios acumulados en cada sección (ejes S) para ángulos ψ múltiplos de $\frac{\pi}{4}$	126
7.15. Fuerzas y momentos centrífugos acumulados en cada sección (ejes H_1)	127
7.16. Fuerzas y momentos centrífugos acumulados en cada sección (ejes S)	127
7.17. Fuerzas y momentos aerodinámicos acumulados para pérdida activa (ejes S)	128
7.18. Envoltentes de las fuerzas	128

7.19. Envolventes de los momentos	129
7.20. Distribución de esfuerzos normales en el revestimiento	129
7.21. Distribución de esfuerzos normales en largueros y refuerzos	130
7.22. Distribución de esfuerzos normales en el refuerzo del borde de salida	130
7.23. Distribución de esfuerzos normalizados en el revestimiento	131
7.24. Distribución de esfuerzos normalizados en largueros y refuerzos	131
7.25. Distribución de esfuerzos normalizados en el refuerzo del borde de salida	132
7.26. Validez del diseño del revestimiento	132
7.27. Validez del diseño de largueros y refuerzos	133
7.28. Validez del diseño del refuerzo del borde de salida	133
7.29. Espesores relativos de las palas de masa mínima y realista	135
7.30. Comparación de masa en cada sección de la pala (realista y masa mínima)	135
7.31. Distribución de esfuerzos normalizados en el revestimiento (masa mínima)	136
7.32. Distribución de esfuerzos normalizados en largueros y refuerzos (masa mínima)	136
7.33. Distribución de esfuerzos normalizados en el refuerzo del borde de salida (masa mínima)	137
7.34. Fuerzas y momentos aerodinámicos máximos y mínimos acumulados en cada sección (ejes S) para ángulos múltiples de $\frac{\pi}{4}$ (masa mínima)	137
7.35. Fuerzas y momentos centrífugos acumulados en cada sección (ejes S) (masa mínima)	138
7.36. Distribución de esfuerzos normales en el revestimiento (masa mínima)	138
7.37. Distribución de esfuerzos normales en largueros y refuerzos (masa mínima)	139
7.38. Distribución de esfuerzos normales en el refuerzo del borde de salida (masa mínima)	139
7.39. Distribución de esfuerzos normalizados en el revestimiento (sólo GRP)	140
7.40. Distribución de esfuerzos normalizados en largueros y refuerzos (sólo GRP)	141
7.41. Distribución de esfuerzos normalizados en el refuerzo del borde de salida (sólo GRP)	141
7.42. Fuerzas y momentos transmitidos a la torre	142
7.43. Componentes de la fuerza resultante en H para todo el rango de velocidades	143
7.44. Componentes del momento resultante en H para todo el rango de velocidades	144
8.1. Movimiento de batimiento de una pala flexible	148
8.2. Movimiento de arrastre de una pala flexible	149
8.3. Movimiento de batimiento de una torre flexible	150
8.4. Frecuencias y modos propios de la pala de masa mínima empotrada, sin rotación	154
8.5. Frecuencias y modos propios de la pala de masa mínima empotrada, rotación nominal	154
8.6. Aumento de las frecuencias propias de la pala con la velocidad de giro	155
8.7. Frecuencias y modos propios de la torre con masa en punta	156
8.8. Diagrama de Campbell	157

8.9. Diagrama Waterfall	158
9.1. Esquema de un generador síncrono	160
9.2. Aerogenerador de velocidad variable con generador síncrono	161
9.3. Generador asíncrono de jaula de ardilla	162
9.4. Aerogenerador de velocidad variable con generador asíncrono de jaula de ardilla	163
10.1. Esquema del controlador de supervisión	166
10.2. Componentes de un sistema de control	167
10.3. Esquema del control del par aerodinámico y del generador	168
11.1. Estimación de los costes de la pala en función del radio	174
11.2. Coste de la energía	178
11.3. Contribución (en porcentaje) de cada elemento al coste	180
11.4. Tendencia del coste de la energía (COE) con el factor de escala (c)	182
11.5. Variación del COE con c y k	182
11.6. Curva de potencia para $(\Omega R)_{NL} = 75$ m/s	183
11.7. Variación del COE y el FC con la limitación por ruido en punta de pala (ΩR_{NL})	183
11.8. Tendencia de velocidad de punta de pala en función del diámetro del rotor	184
11.9. Variación del coste de la energía (COE) con el radio (R)	185
11.10. Variación del coste de capital inicial (ICC) con el radio (R)	185
11.11. $LCOE$ para diversas fuentes de energía	187

Índice de tablas

2.1. Aerogeneradores semejantes	19
3.1. Clases de aerogeneradores según la norma IEC 61400-1 (Ed.3)	21
4.1. Distribuciones iniciales seleccionadas ($x_R = 0,05$)	44
4.2. Parámetros de los perfiles seleccionados	44
4.3. Valores de λ_{opt} y C_P obtenidos empleando los datos de la pala básica	51
4.4. Valores de $\lambda_{C_{Qmax}}$ y C_{Qmax}	56
4.5. Valores de λ_{opt} , $\theta_{C_{opt}}$ y C_P obtenidos empleando los resultados	56
5.1. Datos significativos para <i>TESTBladeDaniel05dat</i> con $R = 80$ m	75
5.2. Valores numéricos de los puntos característicos de la curva de potencia	77
6.1. Datos del aerogenerador aportados para el cálculo de masas	103
6.3. Masas por grupo	105
6.4. Masas de los componentes del rotor	105
6.5. Masas de los componentes del tren de potencia	106
6.6. Comparativa de masas con aerogeneradores del mercado	107
6.8. Propiedades mecánicas del material usado para las palas	109
6.9. Propiedades mecánicas del material usado para el buje	109
6.10. Propiedades mecánicas del material usado para los ejes	109
6.11. Propiedades mecánicas del material usado para la torre	110
7.1. Casos de cargas de diseño	113
7.2. Factores de seguridad parcial según análisis	114
7.4. Compuestos utilizados para el cálculo estructural	117
7.5. Datos de entrada para el modelo “ <i>estimation</i> ”	119
7.6. Valores y modificaciones de la estructura interna de la pala	120
7.8. Espesores relativos iniciales (realista y mínima masa)	134

8.1. Frecuencias propias de la pala de masa mínima (en hercios)	155
8.2. Datos de entrada para la torre	156
8.3. Frecuencias propias de la torre (en hercios)	157
11.1. Parámetros de entrada para el cálculo de costes	177
11.2. Costes de los componentes del aerogenerador	178
11.3. Costes de ejecución de la obra	179
11.4. Costes anuales de operación	179
11.5. LCOE para diversas fuentes de energía (estimaciones para 2016)	186
11.6. Resumen de datos del aerogenerador proyectado	190

Nomenclatura

$\langle V \rangle$	velocidad media de la función de densidad de probabilidad de Weibull
a	factor de velocidad inducida axial
a'	factor de velocidad inducida tangencial
A_S	área barrida por el rotor
b	número de palas
c	parámetro de escala de la función de Weibull (Capítulo 3); cuerda del perfil
c_d	coeficiente de resistencia
C_{FT}	coeficiente de fuerza tangencial
c_l	coeficiente de sustentación
c_m	coeficiente de momento
C_P	coeficiente de potencia
C_Q	coeficiente de par
C_T	coeficiente de tracción
COE	coste de la energía
D	diámetro del rotor
f	factor de pérdidas en raíz y punta de pala
F_T	fuerza tangencial sobre el perfil
FC	factor de capacidad
g	constante de la gravedad
h	altura de la torre
H_{eq}	horas equivalentes
I_{ref}	intensidad de turbulencia esperada a la altura del buje durante 10 minutos para una velocidad promedio del viento de 15 m/s

IGI	Índice general de inflación
k	parámetro de forma de la función de Weibull (Capítulo 3); eficiencia aerodinámica
NHY	número de horas anuales (8760 h)
P	potencia extraída
$p(V)$	función de densidad de probabilidad de Weibull
p_{∞}	presión ambiente estática sin perturbar
P_M	potencia mecánica generada por el rotor
P_N	potencia nominal (máxima de diseño del aerogenerador)
$P_W(V)$	función de distribución acumulada de Weibull (probabilidad de que $V < V_i$)
Q	par, momento angular
R	radio del rotor
r	coordenada radial
Re	número de Reynolds
ROC	ratio de conversión dólar 2002 - euro 2011
SP	potencia específica
T	tracción
U_{∞}	velocidad del fluido aguas arriba
U_P	velocidad del viento normal al plano del rotor
U_R	velocidad del viento resultante respecto del perfil
U_T	velocidad del viento debida a la rotación de la pala (la del perfil más la angular inducida por este)
V	velocidad del viento
V_{hub}	velocidad del viento a la altura del buje
V_{in}	velocidad del viento de arranque del aerogenerador
V_m	velocidad moda de la función de densidad de probabilidad de Weibull
V_N	velocidad nominal del viento (a la cual el aerogenerador funciona a potencia nominal)
V_{out}	velocidad del viento de parada del aerogenerador
V_{ref}	velocidad de referencia del viento a la altura del buje promediada sobre un periodo de 10 minutos
x	coordenada radial adimensional

x_R	posición adimensional de la raíz de la pala
z	altura sobre el suelo
z_{hub}	altura del buje
$(\Omega R)_{NL}$	velocidad límite por ruido en punta de pala
α	ángulo de ataque del perfil
η_e	rendimiento eléctrico
η_m	rendimiento mecánico
Γ	función gamma
γ_f	factor de seguridad parcial
γ_m	factor de seguridad del material
γ_n	factor de seguridad parcial para fallo
λ	factor de velocidad en punta de pala
λ_r	factor de velocidad local
Ω	velocidad de rotación del rotor
ω	velocidad angular comunicada al fluido
Ω_{NL}	velocidad angular límite por ruido
Ω_N	velocidad angular nominal (a la cual gira el rotor para potencia nominal)
ϕ	ángulo de incidencia de la corriente
ρ	densidad del aire
σ	parámetro de solidez local
σ_1	desviación estándar dado por el cuantil del 90
θ	ángulo de paso
θ_C	ángulo de paso de control global
θ_G	ángulo de torsión geométrica

Prólogo

El proyecto que a continuación se presenta versará sobre el diseño preliminar de un aerogenerador de eje horizontal de 4,5 MW de potencia, de clase IIA según la norma IEC 61400-1 (Ed. 3) de la Comisión Internacional de Electrotecnia. Actualmente los aerogeneradores de potencia similar o superior están en auge dada la demanda existente en el sector de la energía eólica por máquinas capaces de producir más energía con las mismas condiciones ambientales, o incluso inferiores.

La industria eólica mundial ha experimentado una evolución muy positiva durante los últimos años, motivada principalmente por el creciente apoyo e interés por las fuentes de energía de tipo renovable y por la evolución técnica que ha facilitado el aprovechamiento energético del recurso eólico así como un importante descenso en los costes de fabricación y desarrollo de los aerogeneradores, permitiendo erigirse como una fuente de energía no contaminante y barata. Y es que, a pesar de la fuerte recesión económica mundial, el sector ha resistido y superado las expectativas comerciales previstas para tan aciagos años, impulsadas por la gran concienciación ecológica a causa del cambio climático y los desastres nucleares vividos hasta la fecha.

El gran nivel de desarrollo tecnológico que precisan es tan elevado que sólo una parte de las empresas dedicadas a la producción de estos ingeniosos aparatos disponen de productos con potencias similares, estando las mayores empresas pensando en la fabricación de máquinas de potencias igual o superiores a los 10 MW, aunque sólo se encuentran en fase de diseño y desarrollo. No obstante, muchas de estas máquinas están siendo expresamente diseñadas para operar en emplazamientos marinos.

Todo ello implica que el estudio de un aerogenerador de tales características para emplazamientos terrestres suponga todo un reto tecnológico para las empresas del sector. El estudio llevado a cabo en este proyecto seguirá procesos de análisis y toma de decisiones similares a los empleados en el mundo empresarial, centrándose solamente en su diseño preliminar para así conseguir una primera visión acerca de su viabilidad en un mercado tan competitivo y tecnológicamente exigente como el aeronáutico.

Se ha de remarcar que todos los resultados numéricos y gráficas se han obtenido mediante la implementación en Matlab® de las ecuaciones y modelos expuestos en este documento.

Se comienza (Capítulos 1 y 2) con una introducción acerca de la evolución y situación actual del sector tanto a nivel nacional como internacional, seguido de una visión acerca de los tipos de aerogeneradores existentes en el mercado, su estructura interna y los componentes esenciales que forman parte de dicha máquina. Esencial también será el estudio de aerogeneradores semejantes en potencia que darán una idea de las decisiones tomadas por otros fabricantes.

El Capítulo 3 tratará sobre la norma aplicable a esta clase de aerogeneradores, así como la caracterización del emplazamiento en el cual se situará.

La aerodinámica (Capítulo 4) será el primer paso en el diseño. Se elegirá la distribución de perfiles de la pala y se optimizará su geometría para así lograr el mayor rendimiento aerodinámico posible, empleando para ello modelos teóricos bidimensionales de mecánica de fluidos.

En el Capítulo 5 se procederá al dimensionado de la pala atendiendo a parámetros influyentes como costes o restricciones legislativas por ruido. Se obtendrá la curva de potencia (característica de estas máquinas) así como la ley de control del ángulo de giro de las palas. Como añadido se realizarán análisis en el que se variarán los datos iniciales del estudio para ver qué influencia tienen y poder tomar decisiones más acertadas en el diseño.

Posteriormente se estudiará la masa de los diversos componentes del aerogenerador (Capítulo 6) utilizando un modelo obtenido por el National Renewable Energy Laboratory, que pertenece al Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). También se verá de qué materiales están compuestos cada uno de los componentes principales del aerogenerador, así como las propiedades mecánicas de cada material.

Llegados a este punto, será necesario proveer a la pala de una responsabilidad estructural adecuada (Capítulo 7), dotándola de una estructura interna y unos espesores relativos que garanticen la seguridad y eviten daños al elemento en sí como los derivados que su fallo pudieran ocasionar. A su vez, se harán estudios de las cargas que dicha geometría y espesores generan, así como del efecto de la variación de los materiales empleados y la distribución de espesores. Además, se realizará un estudio simplificado de las cargas y el dimensionado de la torre.

El siguiente paso consistirá en un análisis de vibraciones de las estructuras principales del aerogenerador, en especial las palas y la torre (Capítulo 8). Se empleará para ello teoría numérica de cálculo de frecuencias y modos propios, y se mostrarán las posibles resonancias mediante diagramas (Campbell, Waterfall).

Los Capítulos 9 y 10 repasarán los distintos sistemas eléctricos para aerogeneradores conectados a la red y los sistemas de control existentes en los aerogeneradores que garanticen su seguridad, autonomía y máxima eficiencia en todas las etapas de generación eléctrica.

Por último, y posiblemente lo más influyente, se realizará un estudio económico del aerogenerador proyectado (Capítulo 11). Se calcularán los costes tanto de los distintos componentes como los asociados a su ejecución en obra y los de operación. Se obtendrá un valor aproximado del coste de la energía, parámetro actualmente más importante en la toma de decisiones en el mundo empresarial, y se comparará dicho resultado con los actuales y futuros del sector energético.

Se cerrará el proyecto con las conclusiones derivadas de los cálculos obtenidos y del conocimiento adquirido a lo largo de la consecución de este trabajo.

Como nota aclaratoria, se tomarán las comas como separadores decimales y los puntos como separadores de millares en todas las cifras incluidas en el texto, según dictamina la Real Academia Española. Para aquellas figuras y gráficas generadas por Matlab[®] o extraídas de documentos escritos en lengua inglesa la notación será de puntos para los decimales y comas para los millares. En caso de ambigüedad, se aclarará el caso.

Capítulo 1

La energía eólica

1.1. Orígenes

Desde tiempos inmemoriales el ser humano ha requerido de energía para la realización de sus labores. Los primeros homínidos se basaban en la energía química para producir fuego con el que poder cocinar los alimentos; la energía mecánica humana o animal se empleaba en la producción de utensilios con los que cazar o para labrar la tierra.

A medida que la población aumentaba y la técnica mejoraba, se acrecentaron las necesidades energéticas. Con la aparición de las máquinas y la llegada de la Revolución Industrial esta necesidad sufrió un incremento inesperado que llevó al empleo masivo de combustibles fósiles. El problema que esta fuente de energía lleva implícita es su limitada disponibilidad en la Tierra. Se han ido agotando las reservas halladas, y cada vez son menos las encontradas. El problema asociado de contaminación y el consiguiente auge de la concienciación ambiental han logrado que se tomen en consideración otros tipos de fuentes, prácticamente inagotables, que ya se habían empleado antaño y que con la tecnología actual se ha conseguido transformarlas y mejorarlas para satisfacer la demanda actual de energía, generalmente como energía eléctrica.

Los molinos de viento han sido utilizados desde hace aproximadamente 3000 años, aunque antaño su uso era exclusivo para el bombeo de agua de los pozos o para moler grano. La primera referencia

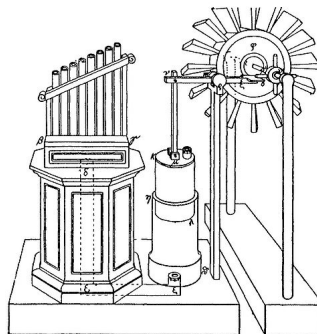


Figura 1.1: Reconstrucción moderna del 'hydraulis' de Herón de Alejandría

Fuente: The Pneumatics of Hero of Alexandria. Woodcroft, B., 1851.

histórica de un molino de viento data del siglo I A.D., en el cual Herón de Alejandría describe un artefacto que suministra aire a un órgano mediante el empleo de un molino de viento (figura 1.1).

Habría que esperar al siglo XII para encontrar los primeros molinos de viento de eje horizontal que empleaban la sustentación en vez de la resistencia al aire para girar, por lo general con velocidad variable. Empleados principalmente en barcos, se usaron durante 700 años sin conocer la física que había detrás, hasta el siglo XIX, en el cual empezaron a entender los principios que provocaban dicho comportamiento. Se utilizaron ampliamente, llegando a formar parte del paisaje rural de muchos países, aunque la llegada de los motores alimentados con combustibles fósiles, más baratos, lograron imponer su dominio y los molinos cayeron en desuso.

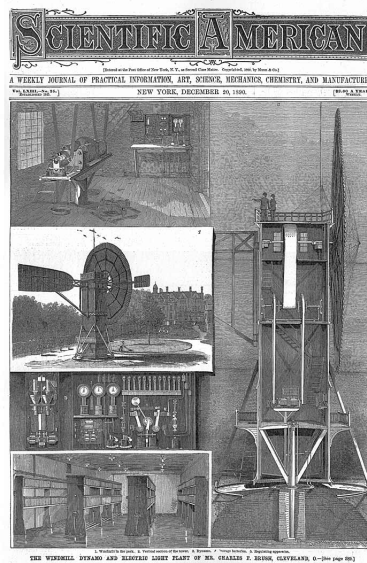


Figura 1.2: Artículo en la Scientific American sobre la turbina eólica de Brush

Fuente: Mr. Brush's Windmill Dynamo. Scientific American 63, p. 54. 20 de Diciembre de 1890.

En el invierno de 1887, Charles F. Brush (1849-1929), un exitoso inventor y licenciado en ingeniería de minas, fabricó el primer molino de viento (aeroturbina) que producía electricidad (figura 1.2). Con un rotor de 17 m y 144 palas de madera, esta máquina podía generar hasta 12 kW de potencia. Sin embargo, fue el danés Poul la Cour (1846-1908) el precursor de la tendencia actual en aerogeneradores de eje horizontal. Tras sus estudios e investigaciones, así como diversos ensayos en túnel de viento, llegó a la siguiente conclusión que publicó en su libro “The Test Turbine”: la turbina ideal debe llevar pocas palas, tener perfiles aerodinámicos, girar a altas revoluciones y el bisel de las palas debe ser muy pequeño.

1.2. La eólica actual. Ventajas e inconvenientes

El concepto actual de energía eólica se basa en la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante el uso de aerogeneradores, que consisten básicamente en un rotor que mueve un eje, el cual, mediante un generador, produce electricidad. Distan mucho en aspecto de los existentes a mediados del siglo XX. La mejora en el conocimiento de los materiales y la aerodinámica,

así como más avanzadas herramientas de cálculo que emplean modelos mucho más precisos que los que existían por entonces, han tenido un profundo impacto en su concepción. Con el tiempo se han vuelto más eficientes, más silenciosos, más fiables y de mayor tamaño.

La mayor parte de los beneficios de la eólica son bien conocidos por el público en general, y algunos de los inconvenientes son apreciables por algunos grupos de personas que los sufren, pero es necesario citar todos los aspectos conocidos, buenos y malos, de esta fuente de energía denominada “limpia e inagotable”, y analizar las posibles soluciones que existen para mitigar los efectos adversos a su implantación.

1.2.1. Ventajas

- ▷ **Inagotable y limpia:** el viento es un fenómeno creado por las diferencias de presión atmosférica entre puntos, yendo desde zonas de alta presión a zonas de baja presión, siendo por tanto un recurso global, explotable en muchas zonas del mundo. Inagotable porque es el sol el responsable de generar esas diferencias de presión, y limpia porque en todo el proceso de obtención de la energía eléctrica no se emiten gases contaminantes (dióxidos de carbono, dióxidos de sulfuro, óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono) ni se generan residuos dañinos para el medio ambiente. Es cierto que para la elaboración de estas máquinas se ha necesitado de una cantidad de energía, pero el origen de esta no es conocido y por tanto no cuestionable.
- ▷ **Ínfimo impacto al terreno circundante:** las instalaciones son fácilmente desmontables una vez acabada su vida útil, y el terreno alrededor de los aerogeneradores se puede aprovechar para plantaciones o el pasto de ganado. Esto no es así cerca de plantas de energía que emplean combustibles fósiles, debido a las emisiones generadas, dañinas para los organismos vivos y los edificios cercanos. Otra ventaja es la rápida instalación de los aerogeneradores, ya que casi todos los elementos vienen prefabricados y sólo es necesario adaptar el terreno para el transporte de los mismos y la maquinaria necesaria a su lugar de montaje, así como la fabricación de los cimientos.
- ▷ **Genera puestos de trabajo:** pequeñas y medianas empresas dan trabajo a miles de personas en todos los ámbitos profesionales. Se necesita personal en las etapas de diseño e investigación, fabricación, mantenimiento y seguridad.
- ▷ **Ingresos para empresas o propietarios locales:** la necesidad de la preparación del terreno, así como su arrendamiento, genera ingresos que el sector regional suele ver con buenos ojos. Se contratan empresas locales para la construcción de los cimientos, pistas, cableado, o incluso se puede permitir la inversión mediante capital de la población local.

1.2.2. Desventajas

Los principales inconvenientes de la energía eólica (Villarrubia, 2004) son:

- ▷ **Impacto visual:** debido a la gran altura y envergadura de estas máquinas, visibles desde grandes distancias, muchos colectivos han denunciado el deterioro visual y las repercusiones que ello supone a los intereses de la zona afectada.
- ▷ **Avifauna:** se han dado casos de choques de aves con las palas de aerogeneradores, aunque no suele ser un hecho frecuente. Otro efecto que pueden tener sobre las aves es la alteración de

sus trayectos migratorios o de anidación. Sin embargo, el uso de dispositivos que ahuyenten las aves o el traslado de sus zonas de anidación (como ocurre con los aeropuertos) podría ser una solución localizada en aquellos parques donde el problema revista gravedad.

- ▷ **Ruido:** efecto perjudicial causado por las puntas de las palas en su movimiento, así como de las maquinarias giratorias (multiplicadora, generador). Suele ser un dato de diseño o una limitación impuesta por el comprador o por la autoridad competente en el emplazamiento, y por lo tanto es una adversidad salvable.
- ▷ **Ocupación de suelo:** requieren un área grande puesto que es necesario distanciarlos lo suficiente para que los efectos de un aerogenerador sobre el viento no influyan sustancialmente en el contiguo o posterior. Sin embargo, este área se puede emplear para usos agrícolas o ganaderos.
- ▷ **Interferencias electromagnéticas:** los aerogeneradores antiguos, cuyas palas estaban hechas de metal, eran causantes de problemas en la transmisión de señales de televisión, radio o telecomunicaciones. Ahora, las palas se fabrican con materiales compuestos que apenas alteran dichas señales, estando, por tanto, mitigado el problema. Aún así, se han detectado interferencias en los radares meteorológicos y las señales de vídeo digital terrestre, problemas que están intentándose subsanar (Gallardo, 2011).
- ▷ **Intermitencia del viento:** probablemente uno de los problemas de la energía eólica. Esto hace que su uso deba estar respaldado por otras fuentes de energía más constantes y predecibles. No obstante, actualmente se plantean soluciones como la compresión de aire o generación de hidrógeno a partir de agua que pueden servir como fuentes de energía de reserva para situaciones de escaso viento.

1.3. Situación mundial actual

La Global Wind Energy Council (GWEC) es el foro global para el sector de la energía eólica que unifica la industria eólica y sus asociaciones representativas. Su misión no es más que la de asegurar que la energía eólica se consolide como una de las fuentes de energía principales, proporcionando sustanciosos beneficios a nivel económico y medioambiental. A través de sus publicaciones anuales se puede obtener información general sobre los acontecimientos mundiales relativos a la instalación y medición de potencia eólica, incluso predicciones futuras mediante modelos que abarcan fechas hasta 2050.

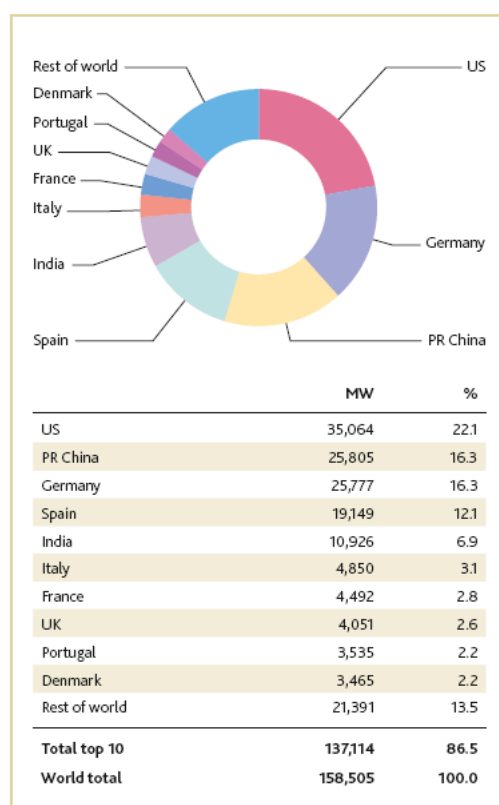
La difícil situación económica que se vive a escala mundial ofrecía pocas esperanzas al sector eólico. Las predicciones más optimistas indicaban un aumento del 12,5% anual. Sin embargo, el mercado en 2009 creció un 41,5% en comparación con 2008, instalándose 38 GW de potencia eólica en el mundo, y llevando el total acumulado a unos 158,5 GW (ver figura 1.4). China ha sido el país que más potencia ha instalado (un tercio del total anual), doblando su capacidad y erigiéndose como el segundo país en potencia eólica instalada, superando así a Alemania, referente europeo en este campo (datos: 2009; ver figura 1.3).

Recientes estimaciones sitúan en medio millón las personas que trabajan en el sector de la energía eólica, siendo Asia, América y Europa los principales mercados en generación de empleo. Actualmente China es el país que más potencia ha instalado en el 2009, incitando a la producción nacional de aerogeneradores y componentes. Sus dos mayores empresas, Sinovel y Goldwing, están

entre las primeras cinco a nivel mundial, y planteándose seriamente entrar en el mercado mundial. Por otro lado, India también ha continuado su ascenso con una potencia acumulada de 10,9 GW, situándose en quinto lugar.

En el mercado norteamericano, EEUU siguió su línea ascendente aumentando en un 39% su capacidad, alcanzando los 35 GW de potencia instalada y manteniendo así su liderazgo mundial. Europa, con sus 10,5 GW de potencia nueva instalada, sigue a la cabeza a nivel continental (76,2 GW), siendo Alemania y España los países que disponen de más potencia instalada. En cambio, países como Italia, Francia y Reino Unido están apostando fuerte por esta energía (más de 1 GW nuevo por país en 2009). Alemania y España, con sus 1,9 GW y 2,5 GW nuevos en 2009, siguen fieles a su compromiso con la eólica, generando el 7% y el 14,5% de la demanda energética de sendos países, y generando conjuntamente más de 140.000 puestos de trabajo.

TOP 10 CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY 2009



TOP 10 NEW INSTALLED CAPACITY 2009

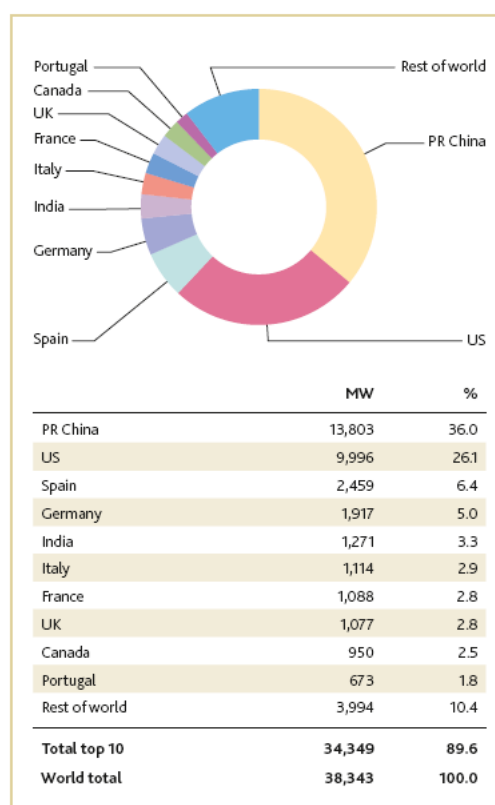


Figura 1.3: Potencia acumulada y nueva instalada en el mundo

Fuente: GWEC (Report, 2009)

Sudamérica está revelándose como un potencial consumidor en años venideros. Encabezados por Brasil, que empieza a destacar por su potente y creciente economía, este continente en desarrollo ha visto duplicada su potencia total instalada en tan sólo un año. Chile y México han contribuido de forma notoria a este incremento, habiendo aumentado el primero su capacidad en más de un 600%.

Por último, tanto la zona del Pacífico como África y Oriente Medio, apenas han apostado aún por esta energía, posiblemente a causa de la falta de fondos para acometer semejante inversión, pero no se descarta que en pocos años empiecen a contribuir con notoriedad en la producción de energía eólica. El país más destacado en estas regiones es Australia (1,7 GW), albergando más de la mitad de la potencia instalada, gracias a sus 406 MW nuevos instalados en el año 2009.

Recientes datos sitúan a China como líder global en capacidad eólica instalada¹, debido a la instalación durante 2010 de 16 GW y acumulando así un total de 41,8 GW a principios de 2011, según la Asociación China de Industrias de Energías Renovables (CREIA).

GLOBAL CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY 1996-2009

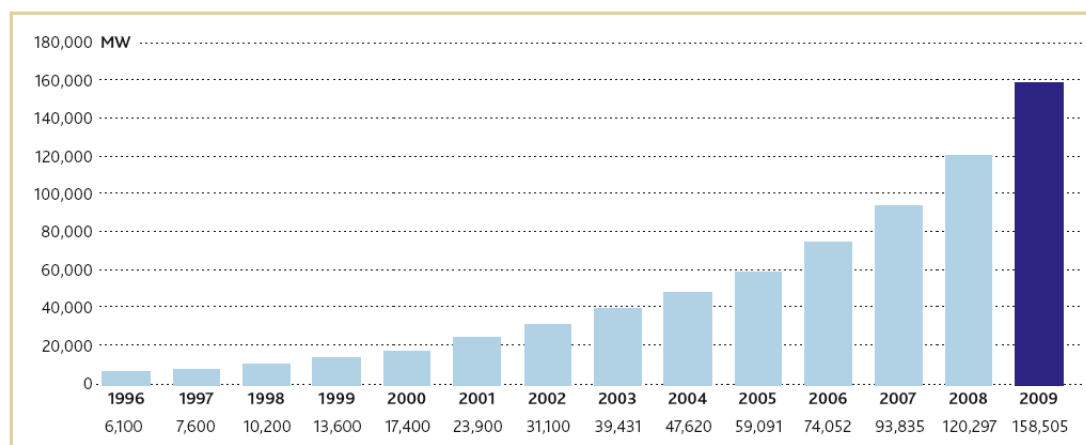


Figura 1.4: Potencia instalada acumulada en el mundo

Fuente: GWEC (Report, 2009)

GLOBAL ANNUAL INSTALLED CAPACITY 1996-2009

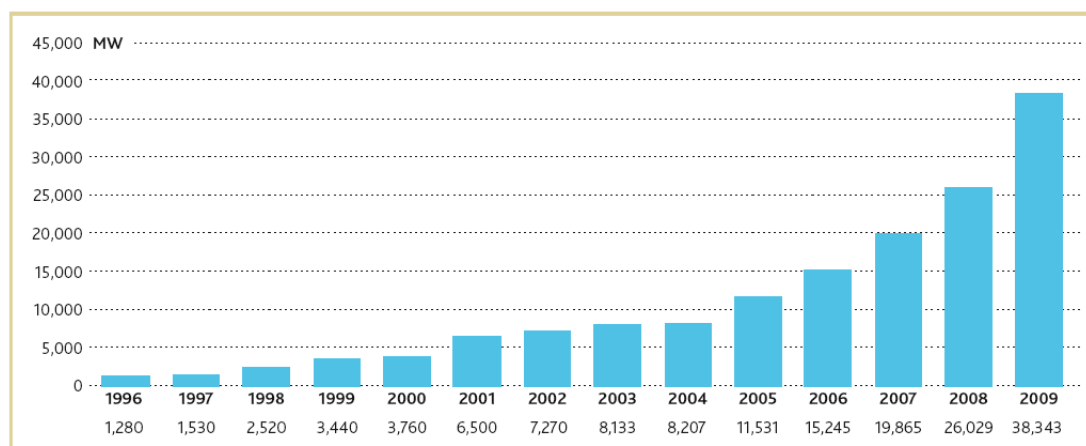


Figura 1.5: Potencia nueva instalada en el mundo

Fuente: GWEC (Report, 2009)

1.4. Situación actual en España

Con la fuerte apuesta de China en el sector eólico, España ha pasado del tercer puesto al cuarto en cuanto a capacidad total instalada. A pesar de ello, ha seguido en aumento durante el año 2009 (2,4 GW nuevos de potencia instalada) y, aunque en menor medida, en 2010 (1,5 GW).

¹Fuente: <http://www.energias-renovables.com/energias/renovables/index/pag/eolica/botid/3/colright/eolica/tip/articulo/title/Ir%20a%20E%C3%B3lica/pagid/10391/>

Las energías renovables han estado respaldadas por las autoridades en España desde los años 80, con la aprobación de la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de la energía. Le siguió el Plan de Fomento de las Energías Renovables² (2000-2010), cuyo objetivo era alcanzar el mínimo del 12 % de aportación de las energías renovables a la demanda energética de España en el horizonte del año 2010. Este es posteriormente revisado, siendo el Plan de Energías Renovables en España³ (PER) 2005-2010 su sucesor. Con esta revisión, se trata de mantener el compromiso anterior del 12 % del consumo total de energía con renovables, así como de generar el 29,4 % de la energía con renovables. Respecto al área eólica, sitúa su nuevo objetivo de incremento en 12.000 MW adicionales en el período 2005-2010, lo que supone finalizar la década con una potencia total instalada de 20.155 MW.

	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	2005	2006	2007	2008	2009
Hidráulica convencional y mixta	13.930	13.910	13.910	13.910	13.910
Bombeo puro	2.727	2.747	2.747	2.747	2.747
Hidráulica	16.657	16.657	16.657	16.657	16.657
Nuclear	7.876	7.716	7.716	7.716	7.716
Hulla + antracita	5.947	5.947	5.880	5.880	5.880
Lignito pardo	2.031	2.031	2.031	2.031	2.031
Lignito negro	1.502	1.502	1.501	1.504	1.504
Carbón importado	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944
Carbón	11.424	11.424	11.356	11.359	11.359
Fuel/ gas (*)	6.647	6.647	4.768	4.401	3.008
Ciclo combinado	12.228	15.504	20.962	21.677	23.066
Total régimen ordinario	54.833	57.948	61.460	61.810	61.806
Hidráulica	1.696	1.806	1.887	1.938	1.974
Eólica	9.742	11.575	14.827	16.187	18.719
Otras renovables	792	970	1.525	4.132	4.480
No renovables	5.893	6.154	6.274	6.529	6.750
Total régimen especial	18.123	20.505	24.513	28.786	31.924
Total	72.956	78.453	85.973	90.596	93.729

(*) Incluye GICC (Elcogás).

Figura 1.6: Evolución anual de la potencia instalada en la España peninsular

Fuente: REE (Report, 2009)

A pesar de las buenas expectativas previstas para los siguientes años, la industria eólica española sufre una recesión debido a diversos factores (AEE, Actualiz. 2010): la entrada en vigor del nuevo decreto (RD 6/2009), la necesidad de establecer un marco para proyectos realizados a partir de 2013, la crisis económica (ello implica un descenso en la financiación) y la entrada en el mercado de empresas extranjeras con menores costes operativos (empresas asiáticas, principalmente). Ello ocasionó la pérdida de empleos en 2009 y la caída en la contribución al Producto Interior Bruto (PIB). Esto, sin embargo, no supuso un obstáculo insalvable para acometer los objetivos del Plan de Energías Renovables, ya que la eólica cerró el año con 20.676 MW⁴, ligeramente por encima del objetivo marcado. Así, la cobertura de la demanda energética española con eólica sigue en aumento año tras año (ver figura 1.7), alcanzando ya el 14,4 % del total.

²Disponible en: http://www.asit-solar.com/documentos/PFER_Resumen.pdf

³Disponible en: [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.modificacionpag_63\)_Copia_2_301254a0.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.modificacionpag_63)_Copia_2_301254a0.pdf)

⁴Dato obtenido de la página web de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) (consultado el 28/01/2011): <http://www.aeeolica.es/index.php>.

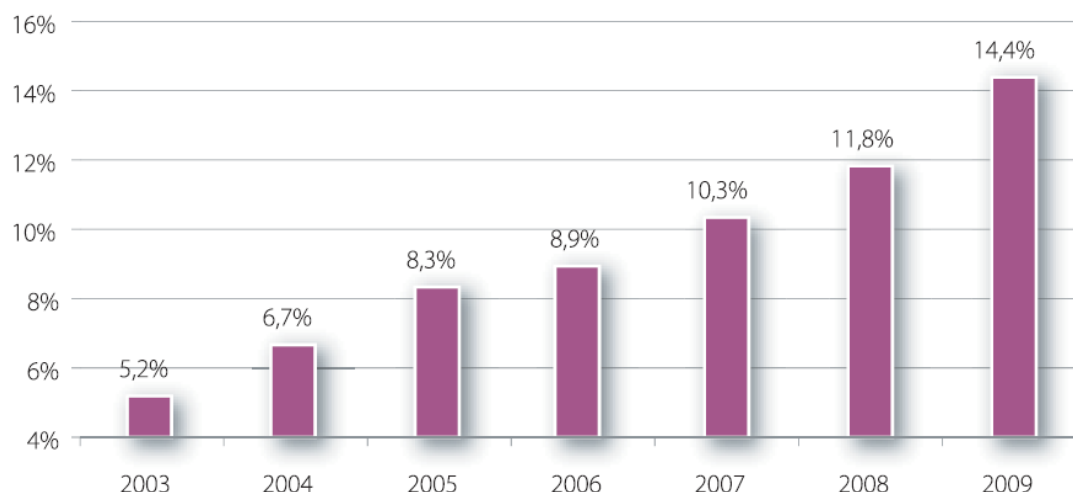


Figura 1.7: Cobertura de la demanda de energía eléctrica con eólica en España

Fuente: AEE (Anuario, 2010)

Los planes del Gobierno han impulsado que se cumpliesen los objetivos mediante cambios regulatorios (RD 436/2004, RD 661/2007 y RD-Ley 6/2009), razón por la cual es durante estos años cuando se experimenta la mayor instalación de nueva potencia eólica (como se puede comprobar en la figura 1.8). Pero lejos de sentir satisfacción por los hitos logrados, se teme que los siguientes ejercicios se vean afectados por la nueva legislación (en 2009 se aprueba el denominado Registro de Pre-Asignación⁵ que es condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial⁶).

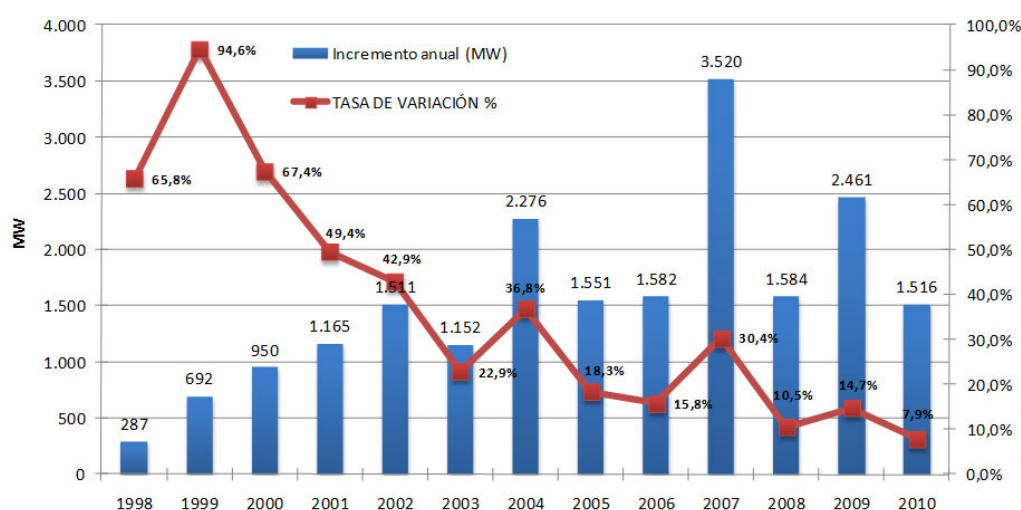


Figura 1.8: Incremento anual y tasa de variación de la potencia eólica instalada en España

Fuente: AEE

⁵Más información en el Artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril: http://www.mityc.es/energia/Tur/Normativa/DocumentosNormativa/RDL_6_2009.pdf

⁶Para profundizar más sobre la energía eléctrica en régimen especial se recomienda consultar otras fuentes. Se deja a disposición del lector la siguiente fuente como referencia: http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=409&&keyword=&auditoria=F

Profundizando un poco en la distribución de la energía por comunidades autónomas, observamos que durante 2009, Andalucía y Castilla y León son las que más potencia nueva instalaron, seguidas por la Comunidad Valenciana y Castilla-La Mancha, siendo esta última sustituida por Castilla y León como la comunidad con mayor potencia acumulada. Galicia y Andalucía ocupan el tercer y cuarto puesto en esta materia. Respecto a la promoción de parques eólicos, Iberdrola Renovables y Acciona mantienen el liderazgo, acaparando más del 45 % de la potencia eólica instalada acumulada. En el apartado de empresas fabricantes, Gamesa sigue al frente con una cuota de mercado del 54 %, siendo el segundo Vestas con un 16 % (AEE, 2010).

Capítulo 2

Aerogeneradores. Tipos, subsistemas y semejantes

2.1. Introducción

En el capítulo siguiente se tratará de dar una breve visión acerca de los diferentes conceptos e ideas existentes para la generación de energía eléctrica mediante la fuerza del viento. Se analizará la estructura interna y externa de uno de los aerogeneradores más usados en la actualidad: el tripala de eje horizontal. Y para concluir, se compararán aerogeneradores del mercado actual cuya potencia nominal sea similar al caso que se estudiará en los próximos capítulos, lo cual dará una ligera idea de algunos aspectos básicos que se podrán considerar en su posterior estudio.

2.2. Tipos de aerogeneradores

A lo largo de los años se han investigado (y, en algunos casos, construido) muchos diseños para tratar de hallar la forma adecuada de aprovechar, de la forma más eficiente y con menor coste por unidad de potencia, la energía cinética del viento. Existen aerogeneradores que emplean la resistencia al viento para hacer girar sus palas, y otros que hacen uso de la sustentación para generar una fuerza que haga girar al rotor, pero debido a la gran cantidad de diseños existentes, no era muy práctico agruparlos de dicha manera. En cambio, todos ellos se pueden agrupar en dos grandes categorías: aquellos cuyo eje de rotación es vertical (VAWT, *Vertical Axis Wind Turbine*) y los de eje horizontal (HAWT, *Horizontal Axis Wind Turbine*). Este aspecto es más práctico, pues el eje de giro es una de las primeras cosas que se nos viene a la cabeza al ver un aerogenerador.

2.2.1. VAWT (Vertical Axis Wind Turbine)

Los diseños más antiguos estaban basados en un rotor de eje vertical movido por la fuerza resistiva del viento sobre la pala. Sólo actualmente se ha logrado diseñar VAWTs que empleen con eficiencia la fuerza sustentadora para hacerlos girar. El diseño propuesto por el ingeniero francés Darrieus ha sido considerado un concepto prometedor para aerogeneradores modernos. Una de las ventajas de los VAWTs es la posibilidad de anidar todos los subsistemas en el suelo, y dado que carecen de sistema de orientación, pueden operar con vientos provenientes de cualquier dirección. En cambio, entre sus

Figura 2.1: VAWT Φ -Darrieus

Fuente: <http://www.brighthub.com/environment/renewable-energy/articles/92978.aspx?image=122210>

desventajas destacan, generalmente, el no poder empezar a girar por sí mismos, no poder controlar la velocidad de giro mediante el control del ángulo de paso de las palas o un ratio de punta de pala bajo. Algunos de los diseños más conocidos son el rotor Savonius, el rotor en H y el Darrieus. Entre los no tan conocidos podemos destacar el rotor de *efecto Magnus*, el concepto de convección térmica o la torre de vórtice. Sin embargo, la mayoría de ellos se han mostrado poco eficientes y con altos ratios coste-potencia producida. Sólo el Darrieus (figura 2.1) está siendo actualmente considerado plausible para entornos urbanos o parques, en los cuales la dirección del viento es muy variable.

2.2.2. HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine)

Hoy en día, los aerogeneradores de eje horizontal son los más utilizados globalmente. Se han demostrado más eficientes y menos costosos en relación a la potencia que producen comparados con los de eje vertical, a pesar de la necesidad de ser orientados en la dirección del viento. Estos, a su vez, se pueden subdividir en varias categorías: aquellos orientados hacia el viento y los orientados en contra (*upwind & downwind*), de buje rígido o basculante, según el control del rotor (por pérdida aerodinámica o por ángulo de paso), número de palas o cómo son alineados con el viento (guiñada libre o activa). Entre sus ventajas se pueden destacar:

- ▷ la potencia de salida y la velocidad de giro del rotor se puede controlar mediante el ángulo de paso de las palas, ideal para parques eólicos conectados directamente a la red eléctrica, que requieren de una velocidad más o menos constante de giro para mantener la frecuencia de salida a 50 Hz (60 Hz en América).
- ▷ la forma de las palas puede ser optimizada aerodinámicamente, habiéndose probado que alcanza la mayor eficiencia cuando la sustentación es explotada a su máximo nivel. Asimismo, pueden barrer superficies mayores y aprovechar el efecto del aumento del viento con la altura respecto de los VAWTs.



Figura 2.2: HAWT Tripala

Fuente: <http://gistro.wordpress.com/page/39/>

2.3. Subsistemas

A continuación se describirán los principales subsistemas de un aerogenerador típico de eje horizontal tripala, así como las variantes existentes de estos.

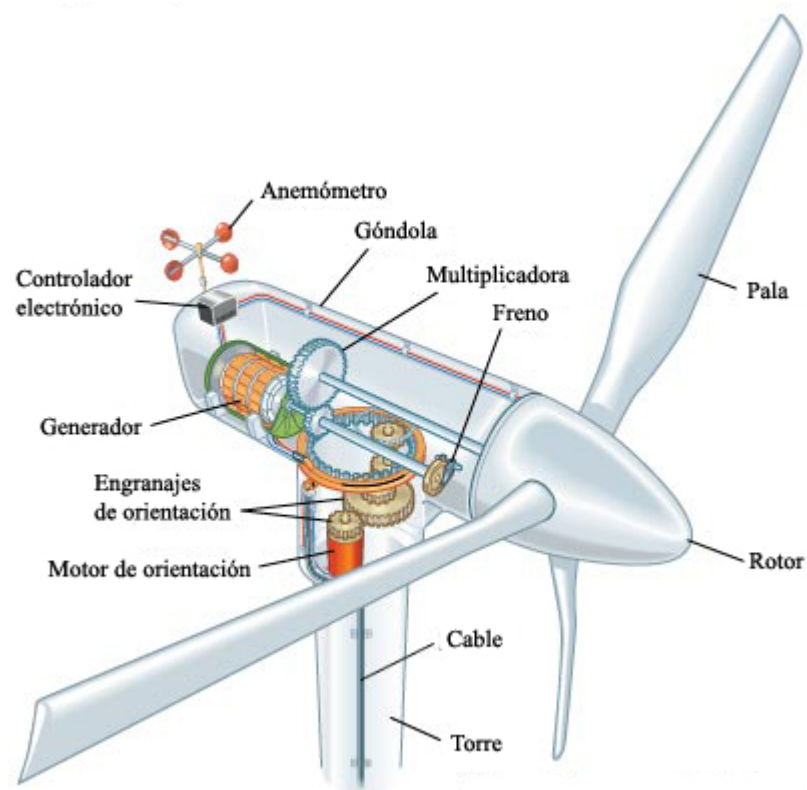


Figura 2.3: Componentes de un HAWT Tripala

Fuente: <http://media.web.britannica.com/eb-media/48/121648-004-4776A087.jpg>

2.3.1. Rotor

El rotor está formado por el buje y las palas. Están considerados los componentes más importantes desde el punto de vista del coste global y el comportamiento. La mayoría de los aerogeneradores de alta potencia llevan tres palas y están orientados de cara al viento.

2.3.1.1. Palas

Encargadas de generar la fuerza sustentadora que hace girar al rotor. Para aerogeneradores de gran potencia, suelen medir entre 40 y 80 m de longitud y están fabricadas con materiales compuestos, generalmente resina epoxi con fibra de vidrio/carbono. La velocidad a la que pueden girar suele estar supeditada por el ruido generado por las puntas de la pala en su movimiento, al ser estas zonas las que se desplazan con mayor velocidad.

2.3.1.2. Buje

Unión entre las palas y el eje de giro de baja velocidad. En su interior se hallan los elementos que permiten el cambio del ángulo de paso de las palas (*pitch*) en aquellos aerogeneradores de paso variable. Suelen estar hechos de aleaciones de acero, para ser capaces de resistir las fuerzas generadas por el peso de las palas. Existen tres tipos básicos de diseño: rígidos, de balancín y con bisagra. Sin embargo, para HAWTs de tres palas sólo se suele usar el diseño rígido, que además consta de dos modelos: tricilíndrico y esférico (figura 2.4). Se fabrica por moldeo y soldadura.

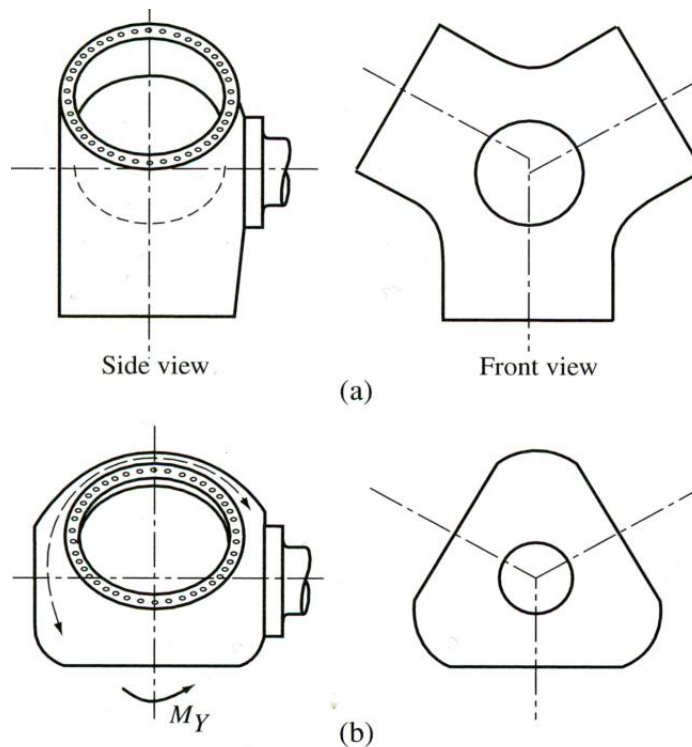


Figura 2.4: Buje rígido tricilíndrico (a) y esférico (b)

Fuente: Burton *et al.*, 2001

2.3.2. Tren de potencia

Formado por las partes rotatorias del aerogenerador (eje de baja, eje de alta, multiplicadora y generador). Se encarga de transmitir las cargas del rotor al generador (figura 2.5).

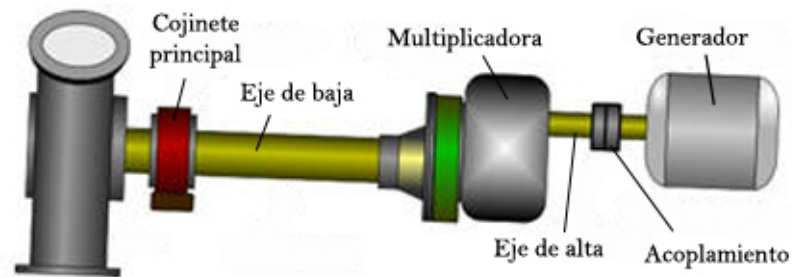


Figura 2.5: Tren de potencia común de un HAWT

2.3.2.1. Caja de engranajes (multiplicadora)

Debido a la diferencia entre las velocidades de rotación del rotor y el generador/alternador (pasa de 10-30 rpm a 1.000-1.500 rpm), es necesario acoplar este subsistema (figura 2.6). La velocidad del rotor está limitada por temas de ruido o estructurales, mientras que la del generador es mucho mayor. Existen aerogeneradores sin multiplicadora, que reducen el riesgo de fallo del sistema, disminuyen el coste y evitan las pérdidas en la multiplicadora, pero como contrapartida tienen una menor eficiencia de conversión de energía y el generador suele ser más caro que los habituales.

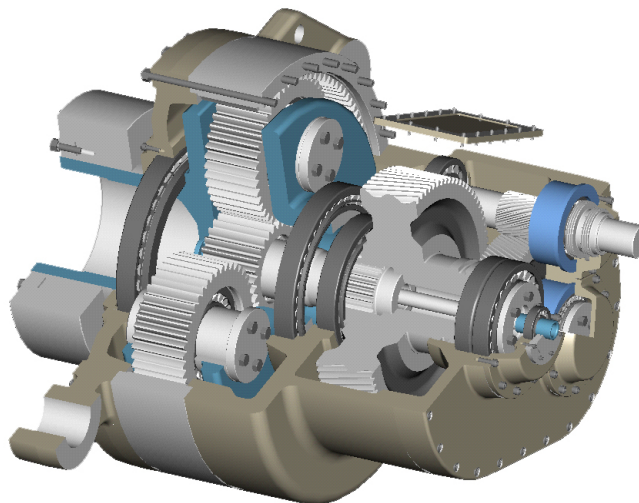


Figura 2.6: Multiplicadora de 3 etapas (1 planetaria/2 helicoidales de ejes paralelos)

Fuente: Poore *et al.*, 2003

2.3.2.2. Generador/Alternador

Encargado de convertir la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. Al trabajar en condiciones de rotación no homogéneas (la velocidad de giro no es estrictamente constante), estos generadores tienen características diferentes a los empleados en otros ambientes. Dispone de un sistema de enfriamiento, que suele ser por aire (algunos utilizan agua). Los aerogeneradores

pueden ser diseñados tanto con generadores síncronos o asíncronos, cada cual con sus ventajas e inconvenientes.

2.3.3. Góndola y sistema de orientación

La función de la góndola es la de albergar y mantener en su sitio los diversos subsistemas, evitando desalineamientos en los ejes del tren de transmisión. También protege a estos de las inclemencias del tiempo (frio, lluvia, nieve y viento) y algunos incluso disponen de una pequeña grúa para ayudar en el montaje y sustitución de componentes dañados, así como espacio para que los operarios puedan realizar labores de mantenimientos dentro de ellas.

El sistema de orientación (*yaw*) se encarga de mover la góndola para que el rotor esté siempre de cara al viento. Consiste en un sistema de engranajes que, mediante unos motores, hacen girar la góndola. Estos motores son controlados a través de un sistema de control automático conectado a un sensor de dirección (veleta) e intensidad (anemómetro) del viento que se encuentra, en muchos casos, externamente en la parte superior de la góndola. Además, suelen ir acompañados de unos frenos que mantienen la góndola orientada en su sitio (en aerogeneradores orientados en la dirección contraria al viento, *downwind*, suelen alinearse por sí solos sin necesidad de este subsistema).

2.3.4. Torre y cimientos

Existen diferentes tipos de torre, pero los más empleados en la actualidad para grandes aerogeneradores son los de acero tubulares, los de hormigón y los híbridos (acero y hormigón). La altura de éste suele estar comprendida entre 0,75-1,5 veces el diámetro del rotor, pero dependerá mucho del tamaño del rotor, de la potencia nominal, de las características del terreno circundante y del perfil de vientos en dicho lugar (a mayor altura, mayor velocidad media del viento). Suelen rondar entre el 20-40% del coste del aerogenerador, por lo que deben de optimizarse en tamaño y afectar en la menor medida posible el paso de la pala por delante de la torre para evitar irregularidades en el perfil de vientos que puedan ocasionar problemas de fatiga en las palas.

2.3.5. Sistema de control electrónico

Monitoriza continuamente el aerogenerador y recopila información de su operación. Operan bajo su control sistemas hidráulicos, válvulas y motores que se encargan de orientar la góndola, las palas y controlar así la potencia de salida. Los modos de control para la velocidad angular se explicarán en detalle en la Sección 5.3.2.

2.3.6. Sistema de seguridad

Su misión es la de parar el rotor en casos extremos de temperatura (del generador o multiplicadora), de vibraciones, de velocidad del viento y de aumento paulatino y en exceso de la velocidad de rotación (embalamiento). Para evitar estas situaciones no deseables se dispone de estos tipos de frenado: aerodinámico, mecánico o de emergencia, según sea la necesidad que impera en cada momento.

2.4. Aerogeneradores semejantes

Todas las empresas que ofrecen un producto deben de dar una información mínima sobre sus características y prestaciones. Es por ello que los aerogeneradores vienen bien especificados en unos folletos o en las páginas web de cada empresa, pero sólo se publican aquellos datos necesarios, dejando otros más específicos fuera del alcance de cualquier competidor. Estos datos de vital importancia en el éxito de una u otra empresa son de carácter privado y muy valiosos.

En la siguiente tabla se muestran los datos recogidos de diversas empresas acerca de aerogeneradores de potencia igual o similar a la que en los posteriores capítulos se tratará (4,5 MW).

Tabla 2.1: Aerogeneradores semejantes

Aerogenerador	G128-4.5 MW	REpower 5M	Bard 5.0	GE 4.0-110	M5000
Fabricante	Gamesa	REpower Systems	Bard Gruppe	GE Energy	AREVA Wind
Nacionalidad	España	Alemania	Alemania	EEUU	Francia / Alemania
Potencia nominal (kW)	4500	5075	5276,2	4000	5000
Clase	IIA	IB - IIA	IC	IB	GL-TK 1
Diámetro rotor (m)	128	126	-	110	116
Altura del buje (m)	120	117	-	-	-
Superficie del rotor (m ²)	12.868	12.469	-	9.567	10.568
Pot./Sup. (W/m ²)	349,7	401	-	-	473,1
Velocidad de giro (rpm)	12	7,7 - 12,1	-	-	4,5-14,8
Velocidad de arranque (m/s)	-	3,5	3	3	4
Velocidad nominal (m/s)	-	14	12,5	14	12,5
Velocidad de corte (m/s)	-	25	25	25	25
Tipo de control (pala)	Paso individual	Paso	Paso	Paso	Paso
Tipo de multiplicadora	2 etapas planetarias	2 etapas planetarias	2 etapas planetarias	No usa (Transmisión directa)	1 etapa planetaria
Tipo de generador	Síncrono (imanes permanentes)	Asíncrono de 6 polos doblemente alimentado	Asíncrono doblemente alimentado	Síncrono (imanes permanentes)	Síncrono (imanes permanentes)
Torre	Tronco-cónica tubular (hormigón y acero)	Tubular de acero	-	-	Tubular de acero

Tras haberse hecho un repaso a las páginas web de las principales compañías europeas, asiáticas y americanas en busca de aerogeneradores de potencia similar, sólo se han podido hallar escasos modelos, estando entre ellas empresas de los grandes consumidores y exportadores de energía eólica a nivel mundial. Algunos (como los modelos Bard 5.0 y el GE 4.0-110) incluso han sido diseñados exclusivamente para ser instalados en el mar. Sinovel, la mayor compañía China, está actualmente desarrollando un aerogenerador de 5 MW¹, pero en la fecha de redacción de este documento aún no existen datos disponibles acerca de las características de este.

¹Sinovel SL5000 Series Wind Turbine: <http://www.sinovel.com/en/products.aspx?ID=148>

Capítulo 3

IEC 61400-1 (Ed.3) - La norma de diseño

3.1. Introducción

La Comisión Internacional de Electrotecnia (IEC por sus siglas en inglés) es una organización a nivel global cuyo objetivo es la estandarización en materia concerniente a la electrónica y la electricidad. Mediante publicaciones se encarga de transmitir recomendaciones para uso internacional, las cuales son aceptadas por los Comités Nacionales de la IEC, pero no se hace responsable de material defectuoso o dañado que haya estado conforme con dichas publicaciones ni si alguno de los elementos de la publicación está protegido por patentes.

Esta norma remarca los requerimientos mínimos de diseño para asegurar la integridad ingenieril de los aerogeneradores durante su vida útil, no debiéndose aplicar como un manual de instrucciones, por lo que deja en manos de los fabricantes la posibilidad de alterarlos si se puede demostrar que la seguridad no se ve comprometida. Debe complementarse con los estándares ISO apropiados¹. Para aerogeneradores *off-shore* (situados en el mar) se está considerando un nuevo documento.

3.2. Clases de aerogeneradores

Las diferentes clases son definidas de acuerdo a la velocidad del viento o a los parámetros de turbulencia, siendo por tanto dependientes de la localización del aerogenerador. Cada clase abarca un amplio rango de posibles lugares en los que se pueda instalar. La tabla 3.1 muestra dicha clasificación, de acuerdo con los parámetros básicos especificados, que son de aplicación a la altura del buje. En ningún caso las categorías I, II y III están destinadas a cubrir condiciones extremas como huracanes, tifones o ciclones.

Tabla 3.1: Clases de aerogeneradores según la norma IEC 61400-1 (Ed.3)

Clase	I	II	III	S
$V_{ref} \text{ (m/s)}$	50	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
$A \text{ } I_{ref}(-)$	0,16			
$B \text{ } I_{ref}(-)$	0,14			
$C \text{ } I_{ref}(-)$	0,12			

¹Información disponible en la norma tratada en este capítulo.

Los parámetros vistos en la tabla son: V_{ref} , la velocidad de referencia del viento a la altura del buje promediado en un periodo de 10 minutos; I_{ref} , el valor esperado de intensidad de turbulencia a la altura del buje en un periodo de 10 minutos para una velocidad promedio del viento de 15 m/s; A, la categoría para características de turbulencia alta, B para turbulencia media y C para turbulencia baja.

Para las clases desde la I hasta la III la vida útil de diseño debe ser de al menos 20 años. El caso en estudio en los próximos capítulos es de la clase IIA, lo cual significa que la velocidad de referencia a la altura del buje es de 42,5 m/s y la intensidad de turbulencia vale 0,16.

3.3. Condiciones externas

Los aerogeneradores están sometidos a condiciones adversas que pueden afectar su funcionamiento, durabilidad o alterar las cargas a las que está sometido (figura 3.1).

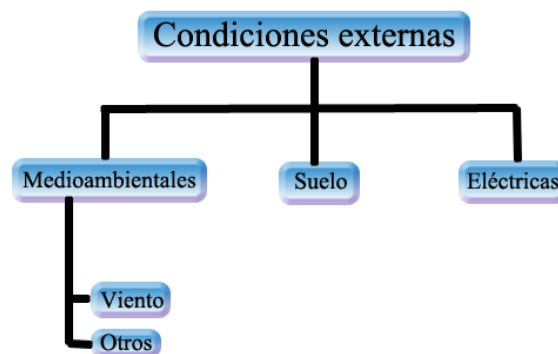


Figura 3.1: Condiciones externas

Estas condiciones externas se dividen en dos categorías: normales y extremas. Las normales son las que conciernen a condiciones estructurales de carga recurrentes, mientras que las extremas representan aquellas condiciones inusuales. Los aerogeneradores se deben de diseñar para combinaciones potencialmente críticas en los modos de operación, siendo el viento el principal factor a considerar.

3.4. Condiciones de viento

Un aerogenerador debe ser diseñado para soportar con seguridad las condiciones de viento definidas por su clase, estando claramente especificado estos valores de diseño. Las condiciones normales son aquellas que ocurren con relativa frecuencia durante el funcionamiento del aerogenerador, mientras que las extremas son aquellas definidas con periodos de recurrencia de 1 ó 50 años (es decir, se dan una vez cada 1 ó 50 años).

3.4.1. Condiciones normales de viento

Los modelos que se utilizan para condiciones normales de viento son:

- ▷ La distribución de velocidad del viento
- ▷ El modelo de perfil normal de viento (NWP)
- ▷ El modelo de turbulencia normal (NTM)

3.4.1.1. Distribución de velocidad del viento

Las variaciones en la velocidad del viento durante el año se pueden caracterizar mediante una distribución de probabilidad. Se ha comprobado que la distribución de Weibull representa con bastante fiabilidad la variación en la velocidad media horaria del viento durante un año en gran variedad de emplazamientos típicos. Por tanto, según Manwell *et al.* (2009),

$$p(V_0) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{c}\right)^k \right] \quad (3.1)$$

$$P_W(V_0) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{V}{c}\right)^k \right] \quad (3.2)$$

donde $p(V)$ es la función de densidad de probabilidad de Weibull, $P_W(V)$ es la función de distribución acumulada de Weibull, V es la velocidad del viento, c es el parámetro de escala de la función de Weibull y k es el parámetro de forma de la función de Weibull. Para el caso en estudio, los valores de c y k valen, respectivamente, 6 m/s y 2,5. Las figuras 3.2 y 3.3 en la página 24 muestran las curvas proporcionadas por las ecuaciones (3.1) y (3.2).

La densidad de probabilidad $p(V)$ presenta un máximo (moda) para una velocidad dada por

$$V_m = c \left(\frac{k-1}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (3.3)$$

que, sustituyendo los datos para k y c nos da $V_m = 4,9$ m/s. La velocidad media $\langle V \rangle$ viene dada por

$$\langle V \rangle = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (3.4)$$

siendo $\Gamma(x)$ la función gamma, que para $x = 1 + \frac{1}{k} = 1,4$, nos da $\langle V \rangle = 5,3$ m/s.

3.4.1.2. Modelo de perfil normal de viento (NWP)

El NWP es una función que expresa la velocidad media del viento $V(z)$ con la altura, z , sobre el suelo. Para las clases estándar (I, II y III) está dada por

$$V(z) = V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \quad (3.5)$$

donde α vale 0,2 según la norma. Para una primera aproximación de la altura del buje se puede tomar (Villarrubia, 2004) $z_{hub} = h + 1 = a + 0,75D + 1 = 14 + 0,75D = 110$ m, donde h es la altura de la

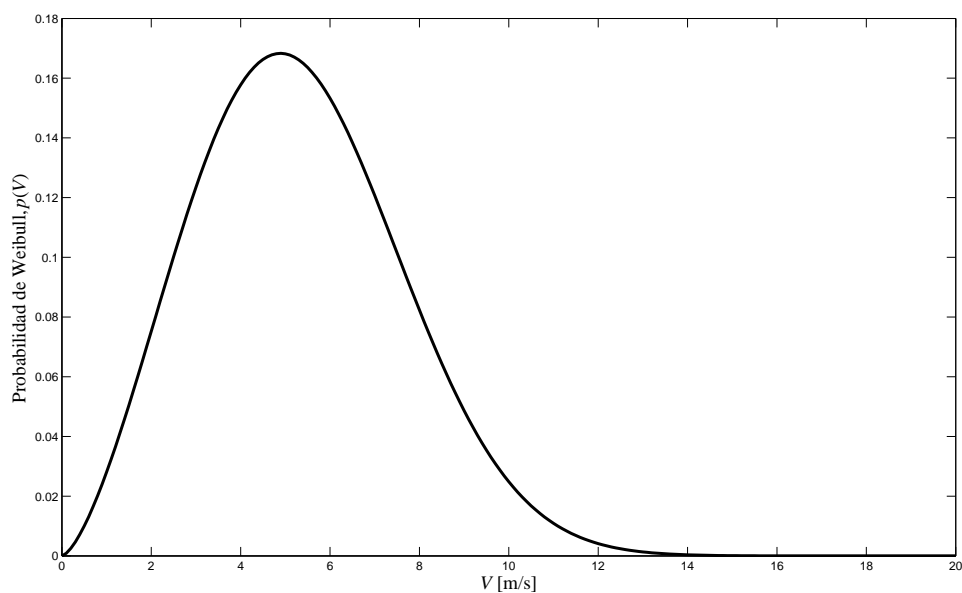


Figura 3.2: Densidad de probabilidad de Weibull

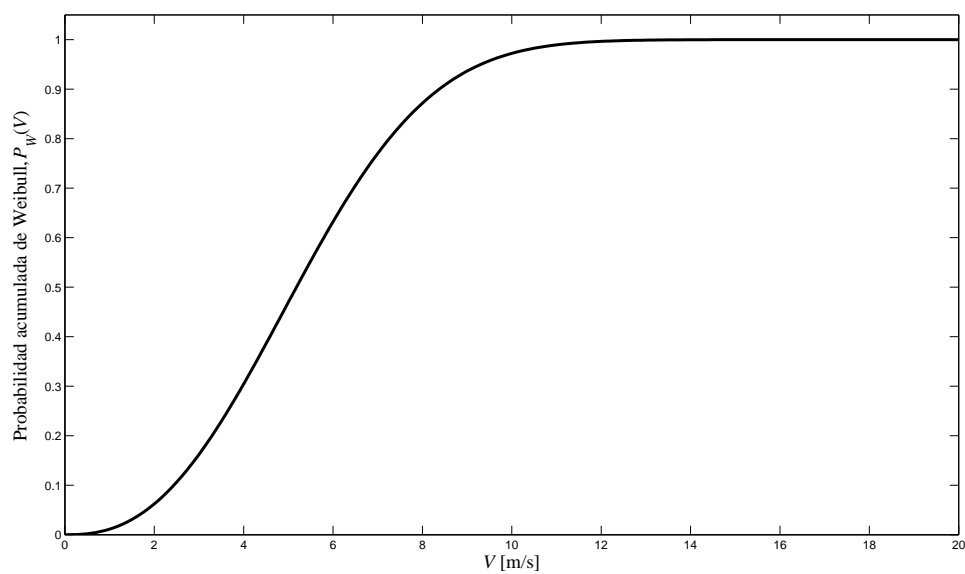


Figura 3.3: Distribución acumulada de Weibull

torre, a un valor entre 10-15 m y D el diámetro del rotor, tomándose para a y D los valores 13 m y 128^2 m, respectivamente. V_{hub} es la velocidad del viento a la altura del buje, z la altura respecto del suelo y $V(z)$ la velocidad del viento a dicha altura. Como ejemplo, considerando $V_{hub} = 6$ m/s, $z_{hub} = 120$ m y el α que recomienda la norma, se obtiene la figura 3.4:

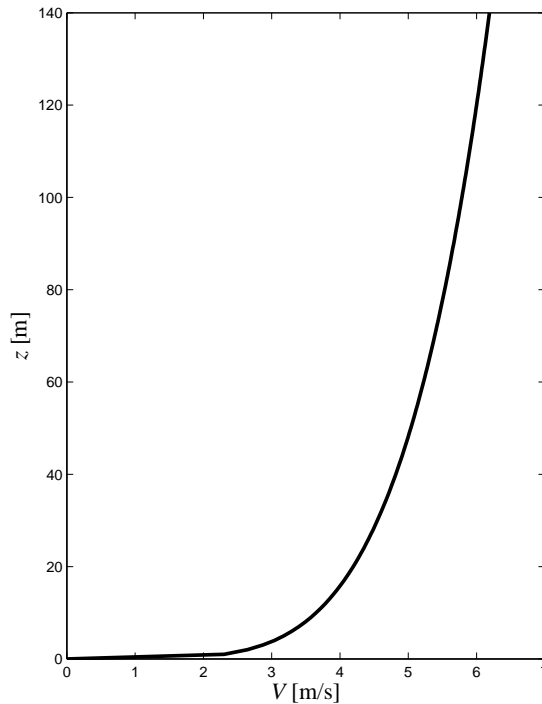


Figura 3.4: Perfil normal de viento en la capa límite atmosférica

3.4.1.3. Modelo de turbulencia normal (NTM)

Para el modelo de turbulencia normal se emplea el valor representativo de desviación estándar de turbulencia, σ_1 , que es dado por el cuantil del 90 % para la velocidad del viento a la altura del buje. Viene expresado por

$$\sigma_1 = I_{ref} (0,75 \cdot V_{hub} + b); b = 5,6 \text{ m/s} \quad (3.6)$$

función de V_{hub} , donde I_{ref} está dado por la tabla 3.1 en la página 21. La intensidad de turbulencia viene dada por la relación $\frac{\sigma_1}{I_{ref}}$ en función de V_{hub} . Para el caso en estudio, de clase A, resultan las curvas mostradas en las figuras 3.5 y 3.6.

3.4.2. Condiciones extremas de viento

Incluye la cizalladura, así como picos de velocidad de viento debido a tormentas o cambios rápidos en la velocidad o dirección del viento. Los modelos propuestos por la norma IEC son:

²Valor obtenido del aerogenerador G128-4.5 MW de Gamesa (semejante).

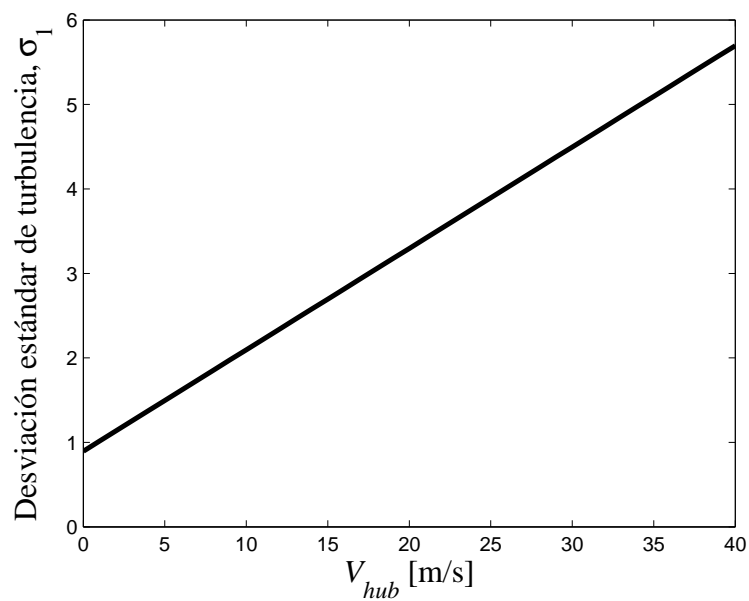


Figura 3.5: Desviación estándar de la turbulencia para clase A

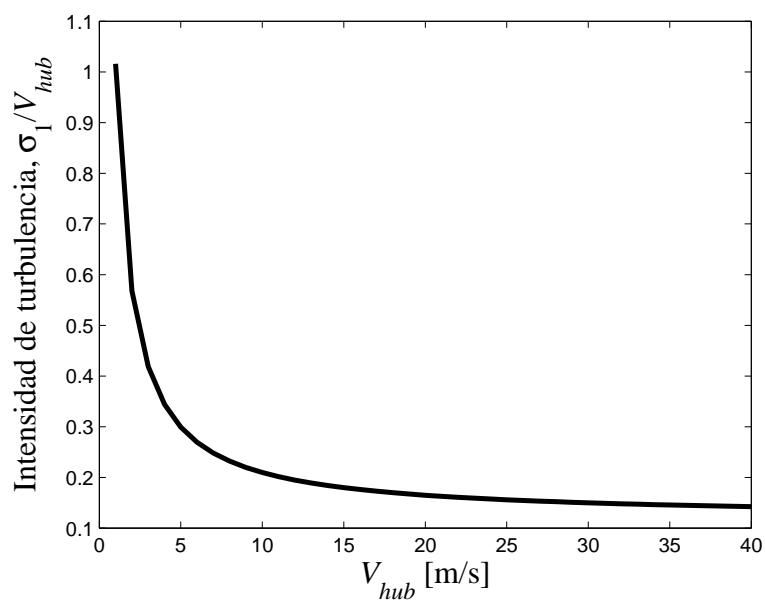


Figura 3.6: Intensidad de turbulencia para clase A

- ▷ Modelo de velocidad del viento extrema (EWM)
- ▷ Ráfaga máxima operativa (EOG)
- ▷ Modelo de turbulencia extrema (ETM)
- ▷ Cambio de dirección extrema (EDC)
- ▷ Ráfaga máxima coherente con cambio de dirección (ECD)
- ▷ Cizalladura del viento extrema (EWS)

3.4.2.1. Modelo de velocidad del viento extrema (EWM)

El modelo, ya sea para condiciones estacionarias o turbulentas, debe estar basado en la velocidad de referencia, V_{ref} , y la desviación estándar, σ_1 .

Para el caso estacionario, la velocidad de viento extrema con un periodo de recurrencia de 50 años, V_{e50} , y de 1 año, V_{e1} , se formulan en función de la altura, z , de la siguiente forma:

$$\begin{cases} V_{e50}(z) = 1,4V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \\ V_{e1}(z) = 0,8V_{e50}(z) \end{cases} \quad (3.7)$$

En este modelo se permiten desviaciones de poca duración en la dirección media del viento asumiendo una desalineación en la orientación del rotor con la velocidad incidente dentro del rango $\pm 15^\circ$. Como ejemplo se muestra en la figura 3.7 el caso para $V_{ref} = 42,5$ m/s (clase II) y $z_{hub} = 120$ m:

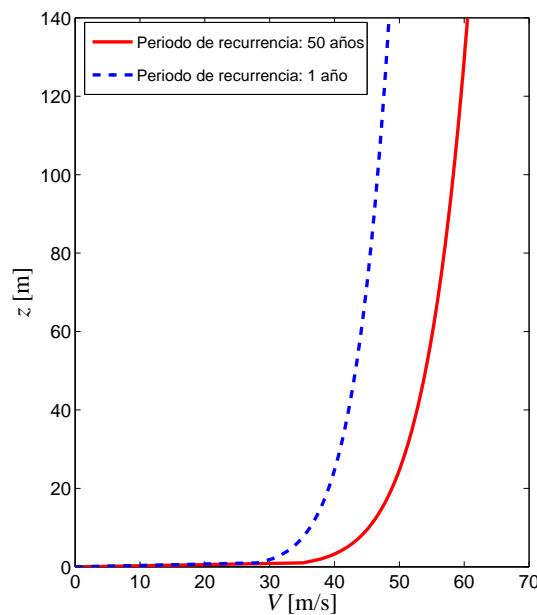


Figura 3.7: Velocidad del viento extrema: caso estacionario

Para el caso turbulento, las velocidades medias, promediadas en intervalos de 10 minutos, vienen dadas por:

$$\begin{cases} V_{50}(z) = V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \\ V_1(z) = 0,8 V_{50}(z) \end{cases} \quad (3.8)$$

La figura 3.8 muestra los resultados para el caso turbulento, empleando los mismos datos que para el ejemplo anterior:

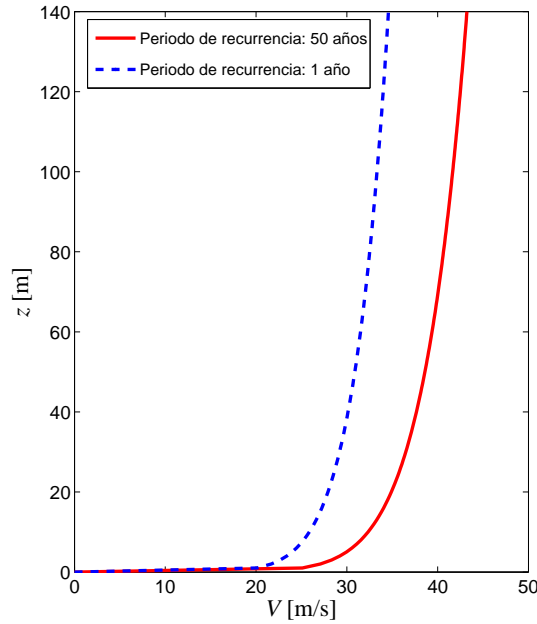


Figura 3.8: Velocidad del viento extrema: caso turbulento

La desviación estándar de la turbulencia longitudinal vale $\sigma_1 = 0,11 V_{hub}$.

3.4.2.2. Ráfaga máxima operativa (EOG)

La magnitud de la ráfaga a la altura del buje viene dada por la siguiente ecuación:

$$V_{gust} = Min \left\{ 1,35 (V_{e1} - V_{hub}); 3,3 \left(\frac{\sigma_1}{1 + 0,1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)} \right) \right\} \quad (3.9)$$

donde σ_1 viene de la ecuación (3.6), D es el diámetro del rotor y Λ_1 el parámetro de escala de la turbulencia, que vale:

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0,7 \cdot z & z \leq 60 \text{ m} \\ 42 \text{ m} & z \geq 60 \text{ m} \end{cases} \quad (3.10)$$

La velocidad del viento cumple la siguiente ecuación:

$$V(z,t) = \begin{cases} V(z) - 0,37 \cdot V_{gust} \sin\left(\frac{3\pi t}{T}\right) (1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)) & 0 \leq t \leq T \\ V(z) & t > T \end{cases} \quad (3.11)$$

siendo $V(z)$ la velocidad del viento dada por la ecuación (3.5) y $T = 10,5$ s. El siguiente ejemplo (figura 3.9) muestra la variación de la velocidad del viento con el tiempo a causa de una ráfaga a una altura $z = z_{hub} = 120$ m, diámetro $D = 160$ m y clase IIA:

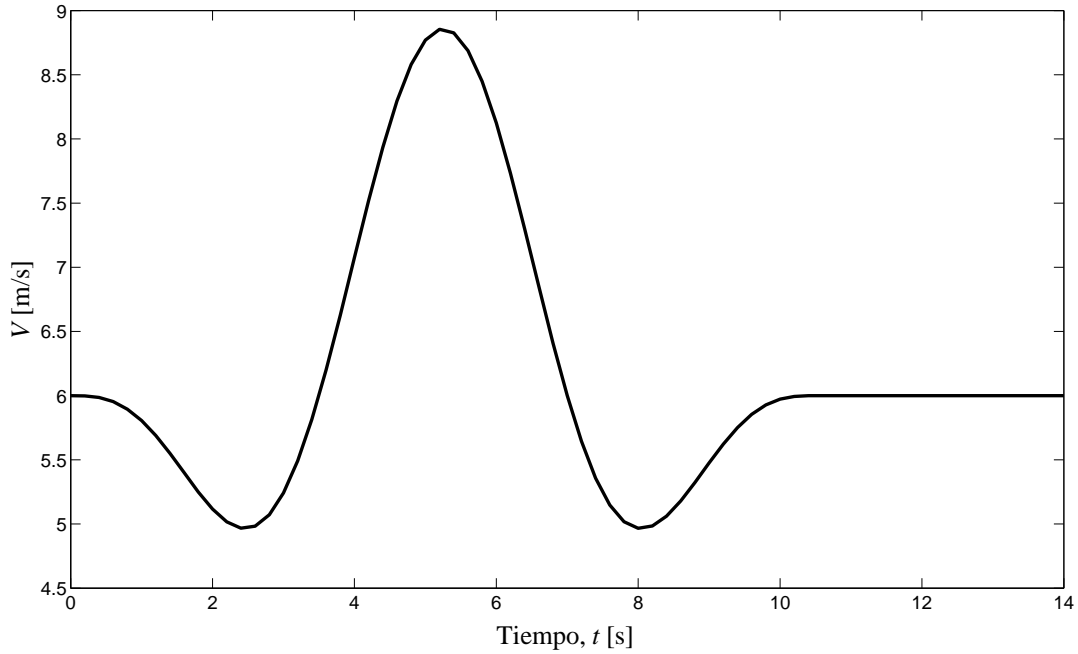


Figura 3.9: Velocidad del viento con ráfaga máxima operativa

3.4.2.3. Modelo de turbulencia extrema (ETM)

Este modelo emplea el modelo de perfil normal de viento (Sección 3.4.1.2) y turbulencia con desviación estándar en la componente longitudinal de:

$$\sigma_1 = c \cdot I_{ref} \left(0,072 \left(\frac{V_{ave}}{c} + 3 \right) \left(\frac{V_{hub}}{c} - 4 \right) + 10 \right) \quad (3.12)$$

donde $c = 2$ m/s y $V_{ave} = \langle V \rangle$ es la velocidad media, dada por la ecuación (3.4).

3.4.2.4. Cambio de dirección extrema (EDC)

La magnitud de cambio de dirección extrema, θ_e , se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\theta_e = \pm 4 \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_{hub} \left(1 + 0,1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right) \right)} \right) \quad (3.13)$$

donde σ_1 viene dado por (3.6), θ_e está limitado a $\pm 180^\circ$, Λ_1 viene dado por (3.10) y D es el diámetro del rotor. El transitorio del ángulo vale:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & t < 0 \\ \pm 0,5 \theta_e \left(1 - \cos \left(\frac{\pi t}{T} \right) \right) & 0 \leq t \leq T \\ \theta_e & t > T \end{cases} \quad (3.14)$$

donde $T = 6$ s es la duración del cambio de dirección extremo. La velocidad del viento se supone que sigue el modelo de perfil normal de viento. Como ejemplo (figura 3.10), se muestran los resultados de la variación extrema del ángulo y el transitorio correspondiente. Los datos requeridos son: $D = 160$ m, $V_{hub} = 6$ m/s, $I_{ref} = 0,16$ y $z_{hub} = 120$ m:

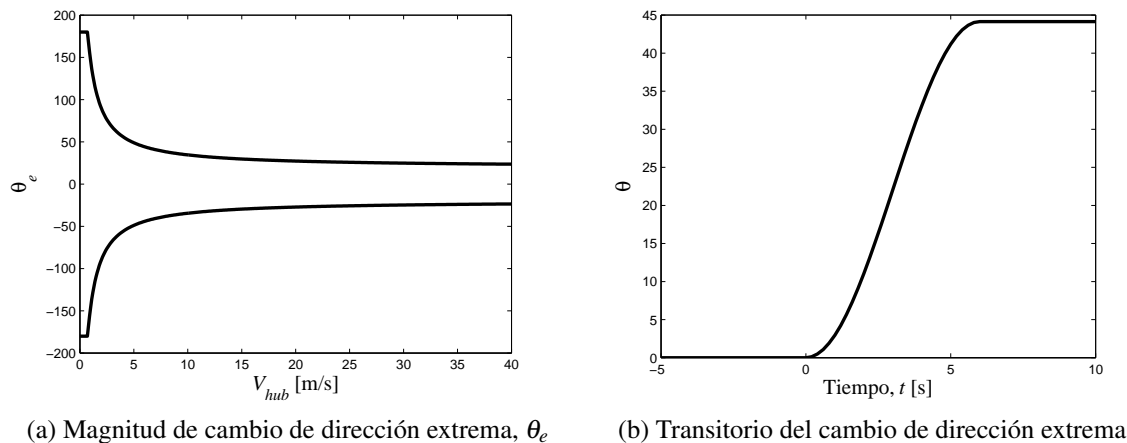


Figura 3.10: Cambio de dirección extrema

3.5. Otras condiciones medioambientales

Las siguientes condiciones deben de tenerse en cuenta: temperatura, humedad, densidad del aire, radiación solar, lluvia, granizo, nieve, hielo, sustancias químicas activas, partículas mecánicas activas, salinidad, rayos y terremotos.

Entre las condiciones normales, destacan los siguientes valores:

- ▷ Temperatura (entre -10°C y $+40^{\circ}\text{C}$)
- ▷ Humedad (hasta el 95 %)
- ▷ Contenido atmosférico equivalente al de una atmósfera interior no contaminada (según IEC 60721-2-1)
- ▷ Intensidad de radiación solar (1.000 W/m^2)
- ▷ Densidad del aire ($1,225 \text{ kg/m}^3$)

Los valores extremos que deben ser considerados en el diseño son:

- ▷ Temperatura (al menos desde -20°C hasta $+50^{\circ}\text{C}$)
- ▷ Rayos (se requiere de protección según IEC 61024-1)
- ▷ Hielo (no se dan requerimientos mínimos para clases estándar de aerogeneradores)
- ▷ Terremotos (no se dan requerimientos mínimos para clases estándar de aerogeneradores)

3.6. Diseño estructural, sistema eléctrico y de control

Los requerimientos estructurales que ha de soportar el aerogenerador serán tratados en el Capítulo 7, dedicándose una sección específicamente a la norma descrita en este capítulo.

Dado el carácter teórico de las secciones referentes al sistema eléctrico y de control, y debido a que no se tratará el estudio de estos componentes, no se incluirán estos en el capítulo presente, salvo una explicación en los capítulos correspondientes en este documento. En caso de requerirse más información de la expuesta, se recomienda la consulta de la norma citada.

Asimismo, la norma cuenta con otros apartados adicionales que no serán considerados dado que exceden los objetivos del documento presente.

Capítulo 4

Aerodinámica del rotor. Diseño

4.1. Introducción

En este capítulo se tratará con profundidad el diseño aerodinámico del rotor. La finalidad de éste es la extracción de energía cinética del viento, la cual hace girar al rotor, aprovechándose luego esta energía mecánica para producir energía eléctrica. Mediante el uso de modelos que describan con gran exactitud el comportamiento del aire a su paso por el rotor, y eligiendo los parámetros de diseño más apropiados, se intentará conseguir la mayor eficiencia aerodinámica posible. Estos parámetros son: el tipo de perfiles, el diámetro del rotor, las leyes de cuerdas y de torsión de la pala, entre otras. El principal objetivo será optimizar el rotor para así obtener el coeficiente de potencia máximo.

4.2. Modelo aerodinámico del rotor

El modelo aerodinámico que se empleará es el de combinación de la Teoría del Elemento de Pala (TEP) con la Teoría de Cantidad de Movimiento (TCM) y la Teoría del Momento Cinético (TMC) corregido por una función de pérdida de circulación en raíz y punta de pala. La finalidad es la de hallar las funciones que a continuación se enumeran, todas en función de la posición radial adimensional x del rotor ($x = r/R$; donde R es el radio del rotor):

1. Factor de velocidad inducida axial: $a(x)$.
2. Factor de velocidad inducida tangencial: $a'(x)$.
3. Factor de pérdidas en raíz y punta: $f(x)$.
4. Ángulo de incidencia de la corriente: $\phi(x)$.
5. Ángulo de ataque de los perfiles: $\alpha(x)$.
6. Coeficiente de sustentación: $c_l(x)$.
7. Coeficiente de resistencia: $c_d(x)$.
8. Coeficiente de momento: $c_m(x)$.
9. Coeficiente de tracción: $\frac{dC_T}{dx}(x)$.

10. Coeficiente de fuerza tangencial: $\frac{dC_{FT}}{dx}(x)$.

11. Coeficiente de par: $\frac{dC_Q}{dx}(x)$.

12. Coeficiente de potencia: $\frac{dC_P}{dx}(x)$.

4.2.1. Teoría de Cantidad de Movimiento (TCM)

La Teoría de Cantidad de Movimiento se basa en aplicar las ecuaciones de la mecánica de fluidos en forma integral a un volumen de control fijo respecto del rotor, definido por dos secciones (una aguas arriba del rotor donde la velocidad, uniforme, vale U_∞ , y una aguas abajo en la cual se recupera la presión de la corriente aguas arriba¹, p_∞ , que corresponde a la presión ambiente estática sin perturbar), y un tubo de corriente que conecta ambas superficies y contiene al rotor. Por tanto, el único flujo de corriente será a través de las secciones extremas. El rotor es idealizado como un disco poroso (superficie de discontinuidad denominada disco actuador) de espesor infinitesimal e infinitas palas, en la que la presión experimenta un salto al atravesarlo. El problema puede ser tratado como axilsimétrico.

Este modelo está basado en las siguientes suposiciones: fluido homogéneo, cuasi-estacionario e incompresible, Reynolds suficientemente grande, presión aguas arriba y aguas abajo idéntica a la presión ambiente estática sin perturbar, carece de rotación de estela, el empuje sobre el rotor se considera uniforme y no existe resistencia por fricción.

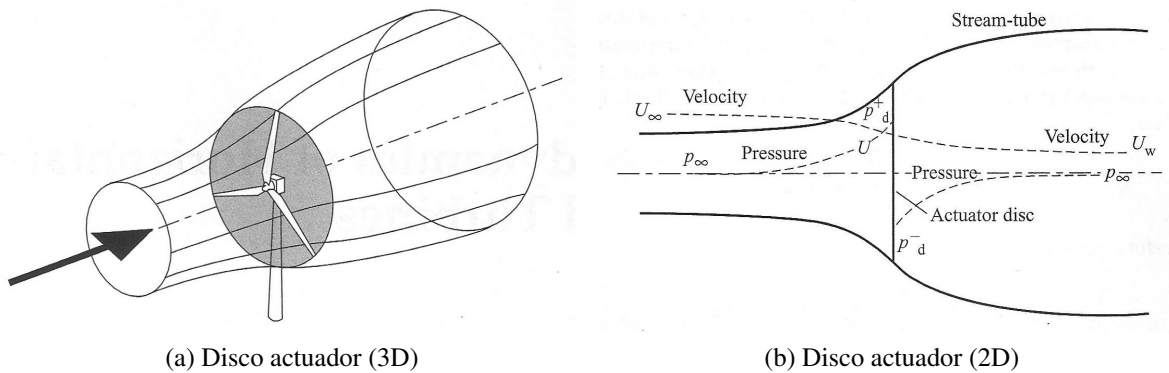


Figura 4.1: Tubo de corriente para el modelo de la TCM

Fuente: Burton *et al.* (2001)

La aplicación de la ley de conservación de masa al volumen de control da lugar a la relación entre velocidades y áreas

$$\rho A_\infty U_\infty = \rho A U = \rho A_w U_w \quad (4.1)$$

siendo ρ la densidad del aire, U_∞ y A_∞ la velocidad del aire y el área de la sección aguas arriba, U y A la velocidad del aire y el área de la sección del disco actuador, y U_w y A_w la velocidad del aire y el área de la sección aguas abajo. Introduciendo el factor de velocidad inducida axial, a , se puede expresar en función de U_∞ ,

$$U = U_\infty(1-a) \quad (4.2)$$

¹En la realidad, esta presión es ligeramente superior. Véase la demostración en Bramwell *et al.* (2002).

La ecuación de la cantidad de movimiento, proyectada en la dirección del eje del rotor, proporciona la fuerza que éste ejerce sobre el fluido, denominada tracción, T

$$T = \rho AU (U_\infty - U_W) \quad (4.3)$$

En función del salto de presiones en el plano del rotor quedaría de la siguiente manera,

$$T = (p_D^+ - p_D^-) A = \rho AU_\infty (1-a) (U_\infty - U_W) \quad (4.4)$$

y aplicando la ecuación de Bernoulli entre las secciones aguas arriba y la inmediatamente anterior al plano del disco,

$$p_\infty + \frac{1}{2} \rho U_\infty^2 = p_D^+ + \frac{1}{2} \rho U^2 = p_D^+ + \frac{1}{2} \rho U_\infty^2 (1-a)^2 \quad (4.5)$$

y entre la inmediatamente posterior y aguas abajo,

$$p_D^- + \frac{1}{2} \rho U^2 = p_D^- + \frac{1}{2} \rho U_\infty^2 (1-a)^2 = p_\infty + \frac{1}{2} \rho U_W^2 \quad (4.6)$$

Despejando p_D^- y p_D^+ y restando, e introduciendo en (4.4) queda, tras simplificar,

$$U_W = U_\infty (1-2a) \quad (4.7)$$

Introduciendo (4.7) en (4.4) queda la tracción en función de a y U_∞ ,

$$T = \rho AU_\infty (1-a) [U_\infty - U_\infty (1-2a)] = 2\rho AU_\infty^2 a (1-a) \quad (4.8)$$

La potencia extraída por el disco, P , empleando también la ecuación (4.2), queda

$$P = TU = 2\rho AU_\infty^3 a (1-a)^2 \quad (4.9)$$

Adimensionalizando con $\frac{1}{2} \rho \pi R^2 U_\infty^2$ para la fuerza y con $\frac{1}{2} \rho \pi R^2 U_\infty^3$ para la potencia, nos quedan los siguientes coeficientes:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho \pi R^2 U_\infty^2} = 4a(1-a) \quad (4.10)$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho \pi R^2 U_\infty^3} = 4a(1-a)^2 \quad (4.11)$$

El límite de Betz representa la máxima potencia extraíble del fluido, y se obtiene derivando la ecuación (4.11) respecto de a , e igualando a cero,

$$\frac{dC_P}{da} = 4(1-a)(1-3a) = 0 \quad (4.12)$$

dando un valor $a = \frac{1}{3}$, que sustituido en (4.11) proporciona $C_{P_{\max}} = \frac{16}{27} \simeq 0,59259 \simeq 0,593$. Por tanto, en condiciones ideales y usando el modelo TCM se puede concluir que sólo el 59,3 % de la potencia es aprovechable.

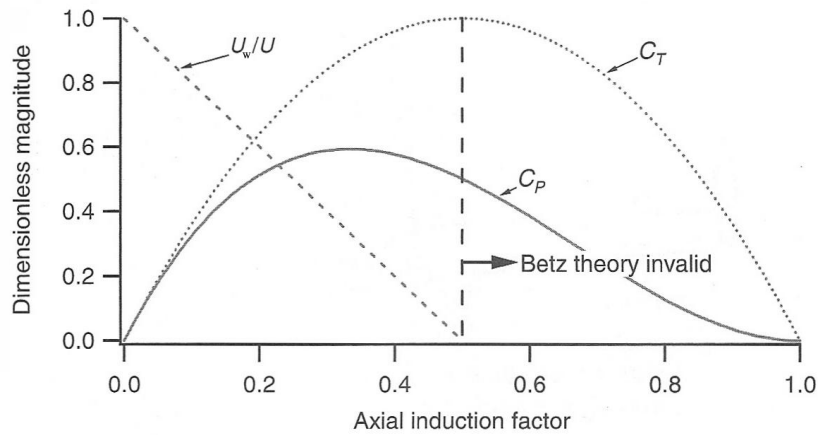


Figura 4.2: Parámetros de operación de una turbina Betz

Fuente: Manwell *et al.* (2009)

Como puede observarse, C_T alcanza su máximo para $a = 0,5$, para el cual la velocidad aguas abajo, U_w , sería cero. Es por ello que este modelo no es válido para valores del factor de velocidad inducida axial mayores que 0,5.

4.2.2. Teoría del Momento Cinético (TMC)

En la Teoría de Cantidad de Movimiento (TCM) se asumía que el rotor no generaba movimiento de rotación al fluido. Este modelo corrige esa simplificación, ya que el fluido, al pasar por el rotor, es obligado a girar en dirección opuesta al sentido de rotación del rotor como reacción al momento que el fluido ejerce sobre él. El tubo de corriente que se emplea para este modelo es anular, siendo r el radio de dicho anillo y dr su espesor. Se ilustra en la figura 4.3.

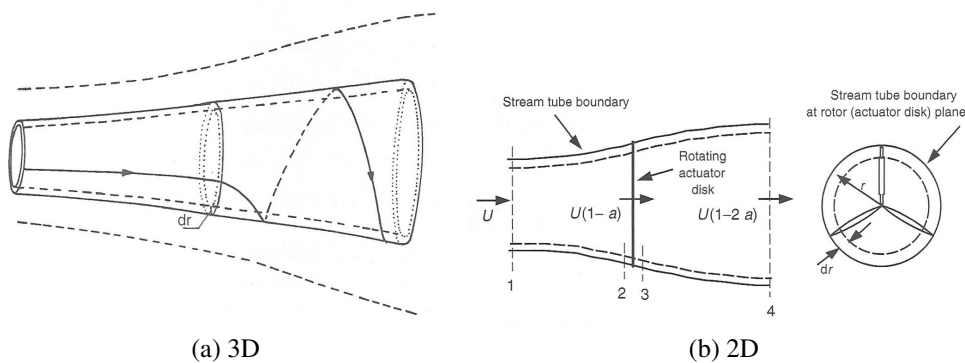


Figura 4.3: Tubo de corriente para el modelo de la TMC

Fuente: Manwell *et al.* (2009)

Esta rotación de estela se traduce en una menor extracción de potencia por el rotor respecto de la TCM. El fluido se acelera tangencialmente durante su paso por la sección del disco hasta cierta velocidad. Este cambio de velocidad se expresa en función del factor de velocidad inducida tangencial, a' , definida como la velocidad angular de rotación de la sección transversal considerada respecto a la velocidad angular de giro del rotor ($\frac{\omega}{2\Omega}$). Esta velocidad tangencial será función del radio, por lo cual se tomará cada sección anular como independiente del resto en la impartición de momento al fluido

que pasa por ese anillo. Observamos en la figura 4.4 cómo varía la velocidad tangencial del fluido según recorre la sección del rotor.

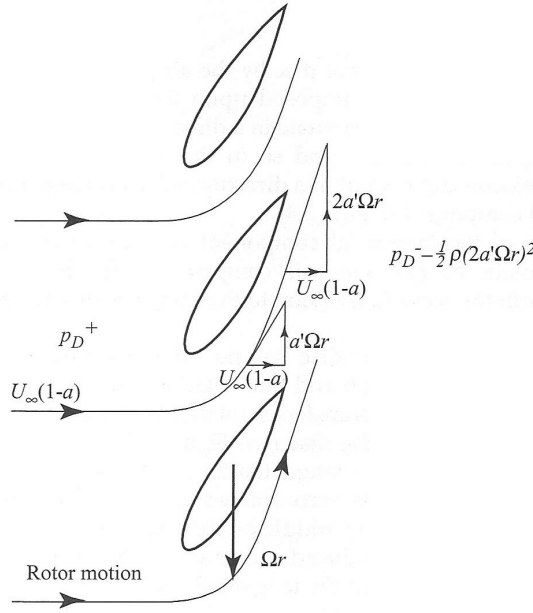


Figura 4.4: Variación de la velocidad tangencial a través del rotor (TMC)

Fuente: Burton *et al.* (2001)

Aplicando la conservación del momento angular podemos hallar el momento ejercido sobre el rotor, Q , que debe igualar a la variación de momento angular de la estela. Para un anillo, éste se expresa como

$$dQ = dm(\omega r)(r) = (2\pi\rho r dr)U_\infty(1-a)(2\Omega a' r)(r) \quad (4.13)$$

donde Ω es la velocidad de rotación del rotor y ω la velocidad angular comunicada al fluido. Integrando entre $r = 0$ y $r = R$ (se consideran los factores de velocidad inducida axial y tangencial constantes) queda

$$Q = \rho\pi U_\infty a'(1-a)\Omega R^4 \quad (4.14)$$

De igual manera la potencia vendrá dada por

$$dP = \Omega dQ = 4\pi\rho U_\infty a'(1-a)\Omega^2 r^3 dr \quad (4.15)$$

Adimensionalizando las ecuaciones (4.14) y (4.15) quedan los siguientes coeficientes:

$$C_Q = \frac{Q}{\frac{1}{2}\rho\pi R^3 U_\infty^2} = 2a'(1-a)\lambda \quad (4.16)$$

$$dC_P = \frac{dP}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^3} = 8a'(1-a)\lambda^2 x^3 dx \quad (4.17)$$

donde $x = \frac{r}{R}$ es la coordenada radial adimensional y $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$ el factor de velocidad en punta de pala, que será tomado como parámetro de control.

La relación entre a y a' se obtiene de igualar los diferenciales de potencias para la TCM y la TMC:

$$U_\infty^2 a(1-a) = \Omega^2 r^2 a' \rightarrow a(1-a) = \lambda_r^2 a' = \lambda^2 a' x^2 \quad (4.18)$$

donde $\lambda_r = \frac{\Omega r}{U_\infty}$ es el factor de velocidad local.

4.2.3. Teoría del Elemento de Pala (TEP)

Los modelos previamente vistos no consideraban los efectos que los perfiles de las palas tenían sobre el fluido. Algunos de los parámetros influyentes más destacados son los coeficientes de sustentación y resistencia aerodinámica, funciones del ángulo de ataque α del perfil. En este modelo se consideran las siguientes suposiciones:

- ▷ no existe interacción aerodinámica entre elementos (no hay flujo radial).
- ▷ las fuerzas en las palas están determinadas únicamente por las características de sustentación y resistencia de los perfiles.

La figura 4.5 muestra las fuerzas y parámetros que intervienen en el siguiente estudio.

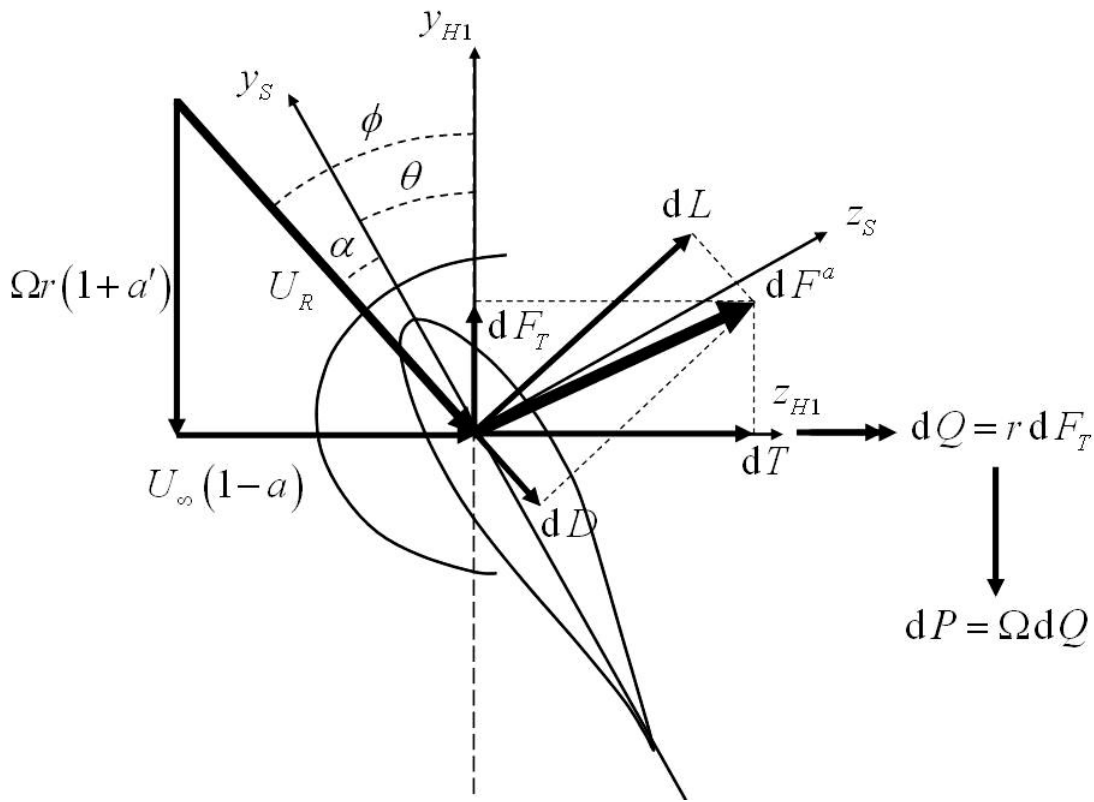


Figura 4.5: Fuerzas y parámetros empleados en el modelo de la TEP

Fuente: Guía para la realización del Proyecto Fin de Carrera. Álvaro Cuerva. Mayo 2008.

Observamos que la componente resultante de la velocidad del viento respecto del perfil, U_R , es la suma vectorial de la velocidad del viento normal al plano del rotor ($U_P = U_\infty(1-a)$) y la velocidad debida a la rotación de la pala, suma a su vez de la velocidad del perfil y la velocidad inducida angular en la pala ($U_T = \Omega r + \left(\frac{\omega}{2}\right)r = \Omega r(1+a')$). Esto es,

$$U_R^2 = U_P^2 + U_T^2 = U_\infty^2(1-a)^2 + \Omega^2 r^2(1+a')^2 \quad (4.19)$$

Las fuerzas aerodinámicas que intervienen, sustentación (perpendicular a la velocidad incidente) y resistencia (paralela a la velocidad incidente), quedan de la siguiente manera,

$$dL = \frac{1}{2} \rho U_R^2 c_l dr \quad (4.20)$$

$$dD = \frac{1}{2} \rho U_R^2 c c_d dr \quad (4.21)$$

donde $c_l = c_l(Re, \alpha)$ y $c_d = c_d(Re, \alpha)$, siendo Re el número de Reynolds (que tomaremos constante y similar a los de la operación real), α el ángulo de ataque del perfil, c la cuerda del perfil y ρ la densidad del fluido. Por tanto, dL y dD serán sólo función de α . Si se proyectan dichas fuerzas sobre los ejes y_{H1} y z_{H1} (mostrados en la figura 4.5) obtenemos la fuerza tangencial y la tracción sobre el perfil, que para las b palas queda

$$dF_T = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c (c_l \sin \phi - c_d \cos \phi) dr \quad (4.22)$$

$$dT = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c (c_l \cos \phi + c_d \sin \phi) dr \quad (4.23)$$

siendo ϕ el ángulo de incidencia de la corriente, expresado como

$$\phi = \arctan \frac{U_P}{U_T} = \arctan \frac{U_\infty(1-a)}{\Omega r(1+a')} \quad (4.24)$$

y que es la suma del ángulo de ataque y del ángulo de paso, θ (ángulo que forma la dirección de la cuerda del perfil con el plano del rotor): $\alpha = \theta + \phi$.

Los diferenciales de par y potencia para las b palas se obtienen de la siguiente forma:

$$dQ = r \cdot dF_T = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c (c_l \sin \phi - c_d \cos \phi) r dr \quad (4.25)$$

$$dP = \Omega dQ = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c (c_l \sin \phi - c_d \cos \phi) \Omega r dr \quad (4.26)$$

Debido a que U_R es función de a y a' , también lo son las ecuaciones (4.25) y (4.26), tanto de forma directa como indirecta a través de α , función de ϕ , que a su vez es función de U_R .

4.2.4. Combinación de los modelos: TCM, TMC y TEP

La combinación de los modelos anteriormente citados resulta en la aparición de dos ecuaciones. Igualando las ecuaciones del diferencial de tracción (dT) para los modelos TCM y TEP, y las del diferencial de par (dQ) para los modelos TMC y TEP, que relacionan los parámetros del perfil (en función de a y a') con a y a' , resulta un sistema formado por dos ecuaciones con dos incógnitas y que da como resultado la distribución radial de ambos factores,

$$dT_{TCM} = 4a(1-a)\rho\pi U_\infty^2 r dr = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c (c_l \cos \phi + c_d \sin \phi) dr = dT_{TEP} \quad (4.27)$$

$$dQ_{TMC} = 4\pi\rho U_\infty a'(1-a)\Omega r^3 dr = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c (c_l \sin \phi - c_d \cos \phi) r dr = dQ_{TEP} \quad (4.28)$$

que, simplificando,

$$8a(1-a)\pi U^2 r = b U_R^2 c (c_l \cos \phi + c_d \sin \phi) \quad (4.29)$$

$$8\pi U_\infty a'(1-a)\Omega r^2 = b U_R^2 c (c_l \sin \phi - c_d \cos \phi) \quad (4.30)$$

Sin embargo, estas ecuaciones no satisfacen la condición de Kutta en el extremo de la pala, por la cual debido al rebordeo de la corriente, las presiones en el extradós e intradós del perfil son iguales, y por consiguiente, el coeficiente de tracción, C_T , es nulo.

4.2.4.1. Factor de pérdidas

En 1919, Ludwig Prandtl propuso una función, denominada factor de pérdidas, f , producto del factor de pérdidas en raíz (f_R) y en punta (f_T) que corregía esta incongruencia

$$f_T = \frac{2}{\pi} \arccos \left[\exp \left(-\frac{b}{2} \frac{R-r}{r} \frac{1}{\sin \phi} \right) \right] \quad (4.31)$$

$$f_R = \frac{2}{\pi} \arccos \left[\exp \left(-\frac{b}{2} \frac{r-r_R}{r} \frac{1}{\sin \phi} \right) \right] \quad (4.32)$$

donde r_R es el radio de la raíz de la pala (donde se considera que las secciones ya no tienen propiedades aerodinámicas). Para $r = R$ vemos que f_T se anula. Lo mismo ocurre con f_R cuando $r = r_R$.

Así, sustituyendo $f = f_R \cdot f_T$ en las ecuaciones (4.19), (4.24), (4.29) y (4.30), y añadiendo las simplificaciones $\sigma = \frac{bc}{\pi R}$, $x = \frac{r}{R}$ y $x_R = \frac{r_R}{R}$, donde σ es el parámetro de solidez local, θ_C el ángulo de paso de control global y θ_G el ángulo de torsión geométrica:

$$\left(\frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 = \left(1 - \frac{a}{f} \right)^2 + \Omega^2 r^2 \left(1 + \frac{a'}{f} \right)^2 \quad (4.33)$$

$$\phi = \arctan \frac{U_P}{U_T} = \arctan \frac{(1 - \frac{a}{f})}{x\lambda(1 + \frac{a'}{f})} \quad (4.34)$$

$$8a(1-a)x - \sigma \left(\frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 (c_l \cos \phi + c_d \sin \phi) = 0 \quad (4.35)$$

$$8a'(1-a)\lambda x^2 - \sigma \left(\frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 (c_l \sin \phi - c_d \cos \phi) = 0 \quad (4.36)$$

que junto a:

$$f - \left(\frac{2}{\pi} \right)^2 \arccos \left[\exp \left(-\frac{b}{2} \frac{x-x_R}{x} \frac{1}{\sin \phi} \right) \right] \cdot \arccos \left[\exp \left(-\frac{b}{2} \frac{1-x}{x} \frac{1}{\sin \phi} \right) \right] = 0 \quad (4.37)$$

$$\alpha = \theta + \phi \quad (4.38)$$

$$c_l = c_l(\alpha) \quad (4.39)$$

$$c_d = c_d(\alpha) \quad (4.40)$$

$$\theta = \theta_C + \theta_G(x) \quad (4.41)$$

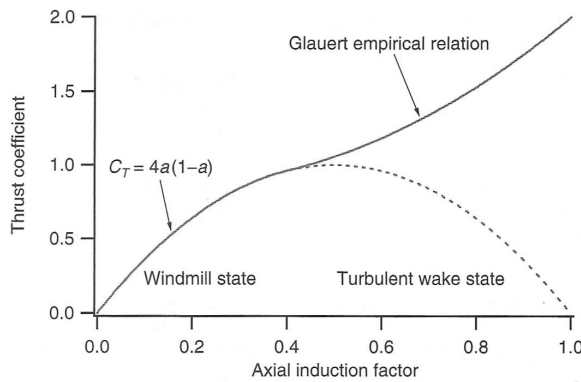
constituyen las ecuaciones a resolver.

4.2.4.2. Modelo de Lissaman

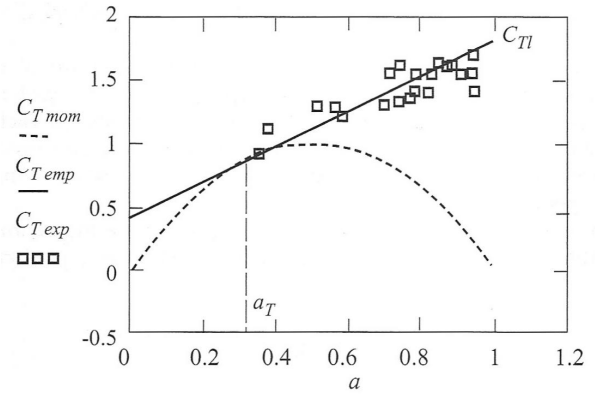
Cuando el valor de a es elevado, lo que ocurre es que el fluido es decelerado en tal medida que la estela se vuelve turbulenta y sufre un cambio de sentido, volviendo hacia el plano del rotor, según predice la formulación TCM. Esto hace que la formulación no sirva, teniendo que modificarse para que esté más acorde con los datos proporcionados por la experimentación.

Glauert (1926) propuso una curva empírica con forma parabólica² (ver figura 4.6a), en la cual incluía pérdidas en punta de pala. Es válida para valores de $a > 0,4$, o lo que es equivalente, $C_T > 0,96$. Sin embargo, la mayoría de autores prefiere el modelo de Lissaman, el cual es una línea empírica (ver figura 4.6b) que parte desde el punto tangente al modelo TCM para $a = a_T = 1 - \frac{1}{2}\sqrt{C_{T1}}$ y pasa por C_1 cuando $a = 1$. La ecuación queda de la siguiente forma:

$$C_T = C_{T1} - 4 \left(\sqrt{C_{T1}} - 1 \right) (1 - a) \quad (4.42)$$



(a) Curva empírica de Glauert



(b) Recta empírica de Lissaman

Figura 4.6: Modificaciones al modelo TCM para $a > a_T$

Wilson y Lissaman escogieron $C_{T1} = 1,6$, pero se ha visto que se asemeja más a valores experimentales $C_{T1} = 1,816$. Ello proporciona un valor de $a_T \simeq 0,3262$. Por tanto, para valores de $a \geq 0,3262$ la ecuación (4.35) se sustituye por

$$2x \left[C_{T1} - 4 \left(\sqrt{C_{T1}} - 1 \right) (1 - a) \right] - \sigma \left(\frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 (c_l \cos \phi + c_d \sin \phi) = 0 \quad (4.43)$$

4.2.5. Coeficientes globales de fuerzas y momentos (Teoría de Combinación)

Mediante el uso de las ecuaciones (4.33)-(4.41) más (4.43) para el caso en que $a \geq 0,3262$, y aportando los siguientes datos: λ (parámetro de operación), b (número de palas), x_R (posición adimensional de la raíz de la pala), σ y x (parámetros adimensionales de la sección); se resuelve el problema el cual nos da los valores de a , a' y f en función de x .

Lo siguiente será calcular los coeficientes globales de fuerzas y momentos a través de la integración de las distribuciones radiales,

$$\frac{dC_T}{dx} \Big|_b = \begin{cases} 8a(1-a)x & a < a_T \\ 2x \left[C_{T1} - 4 \left(\sqrt{C_{T1}} - 1 \right) (1 - a) \right] & a \geq a_T \end{cases} \quad (4.44)$$

$$\frac{dC_{F_T}}{dx} \Big|_b = 8a'(1-a)\lambda x^2 \quad (4.45)$$

² $a = \left(\frac{1}{f_T} \right) \left[0,143 + \sqrt{0,0203 - 0,6427(0,889 - C_T)} \right]$.

$$\frac{dC_M}{dx} \Big|_1 = \frac{\pi}{b^2} \sigma^2 \left(\frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 c_m \quad (4.46)$$

$$\frac{dC_Q}{dx} \Big|_b = x \frac{dC_{F_T}}{dx} \quad (4.47)$$

$$\frac{dC_P}{dx} \Big|_b = \lambda \frac{dC_Q}{dx} \quad (4.48)$$

que, integrados, nos proporcionan

$$C_T \Big|_b = \int_{x_R}^1 \frac{dC_T}{dx} \Big|_b dx = C_T(\lambda, \theta_C) \quad (4.49)$$

$$C_{F_T} \Big|_b = \int_{x_R}^1 \frac{dC_{F_T}}{dx} \Big|_b dx = C_{F_T}(\lambda, \theta_C) \quad (4.50)$$

$$C_M \Big|_1 = \int_{x_R}^1 \frac{dC_M}{dx} \Big|_1 dx = C_M(\lambda, \theta_C) \quad (4.51)$$

$$C_Q \Big|_b = \int_{x_R}^1 \frac{dC_Q}{dx} \Big|_b dx = C_Q(\lambda, \theta_C) \quad (4.52)$$

$$C_P \Big|_b = \int_{x_R}^1 \frac{dC_P}{dx} \Big|_b dx = C_P(\lambda, \theta_C) \quad (4.53)$$

4.3. Selección de los perfiles a utilizar

La resolución del anterior sistema requiere como datos de partida aquellos concernientes a los perfiles, o sea, los coeficientes de sustentación (c_l), resistencia (c_d) y momento aerodinámico (c_m), así como la distribución de estos a lo largo de la pala.

Los objetivos principales de estos perfiles no son más que la generación de fuerzas que hagan rotar al eje (que, posteriormente, generará electricidad mediante un generador) y asegurar la integridad estructural de los elementos ante cargas estáticas, así como prevenir rotura por fatiga durante su vida útil³. Es por ello que los requisitos difieren respecto de aquellos empleados en aeronaves, y se deberá de tener cuidado en su elección ya que parámetros como el espesor relativo o la eficiencia aerodinámica obligarán a elegir determinados perfiles según qué función prime en según qué parte de la pala.

A principios de los 80, los diseñadores se dieron cuenta que la rugosidad en el borde de ataque de los perfiles iba deteriorando el rendimiento de estos. Hicieron incapié también en el comportamiento de estos al entrar en pérdida para aquellos aerogeneradores que empleaban este método como limitador de las revoluciones. Se crearon nuevos perfiles específicos para HAWTs que mejoraban esta capacidad, entre los cuales podemos destacar las siguientes familias:

▷ Perfiles DU (investigados por la Delft University of Technology)

³Recuérdese: 20 años.

- ▷ Perfiles NACA (investigados por la National Advisory Committee for Aeronautics)
- ▷ Perfiles RISØ (investigados por la Technical University of Denmark)
- ▷ Perfiles NREL (investigados por la National Renewable Energy Laboratory and Airfoils, Incorporated)

Los objetivos que se persiguen para determinar los perfiles de la pala son:

- ▷ Alta rigidez: necesaria para dotar a la pala de poca deflexión en punta, reducir peso y asegurar la geometría.
- ▷ Espesores relativos variables: los requisitos difieren desde la punta a la raíz, por tanto, es indispensable dotar a la pala de una variación que proporcione adaptabilidad al buje y resistencia en la raíz y mejores eficiencias aerodinámicas en la punta, donde los requisitos estructurales no son tan críticos.
- ▷ Eficiencia aerodinámica máxima ($k_{max} = \frac{c_l}{c_d} \Big|_{max}$): debe ser lo más alta posible, puesto que para un parámetro de operación (λ) constante, al aumentar k aumenta C_P .
- ▷ Coeficiente de sustentación máximo ($c_{l_{max}}$): no debe ser demasiado elevado debido a que no se quiere obtener un valor del coeficiente de tracción demasiado grande que transmita un momento elevado a la torre.
- ▷ Coeficiente de resistencia (c_d): se requiere que este no varíe mucho en el rango de ángulos en el cual se van a emplear los perfiles (a esta clase de perfiles se les denomina *perfiles laminares*). Esta clase de perfiles consiguen que la capa límite sea laminar a lo largo de una gran parte de la cuerda.

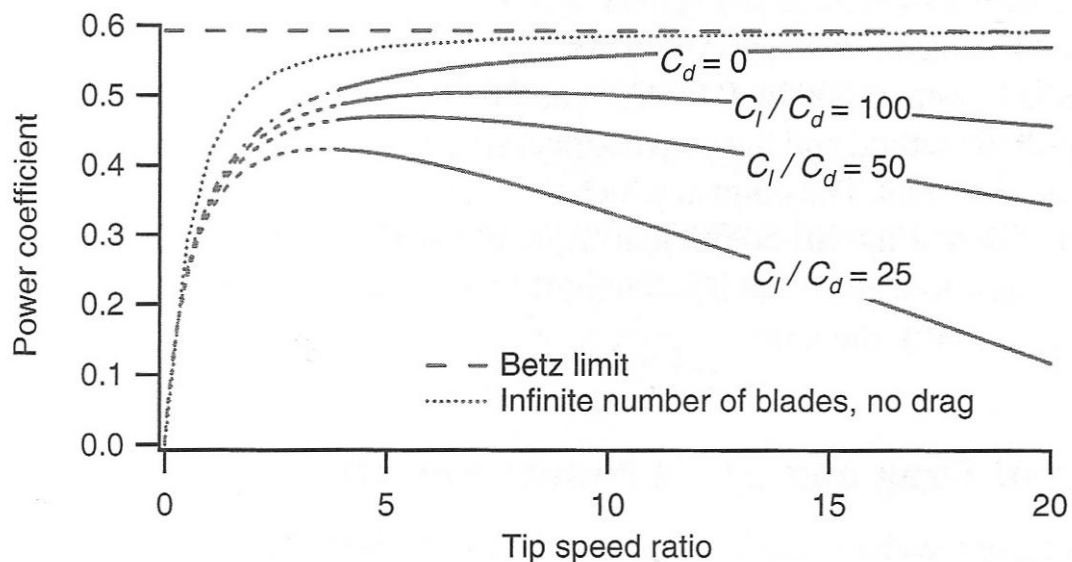


Figura 4.7: Variación de la curva $C_P - \lambda$ con la eficiencia k para un HAWT Tripala

Fuente: Manwell *et al.* (2009)

Debido a que, a priori, se desconoce el efecto que tendrán las distintas distribuciones, así como los valores de C_P y λ_{opt} , se generarán hasta cinco diferentes distribuciones, mostradas en la tabla 4.1:

Tabla 4.1: Distribuciones iniciales seleccionadas ($x_R = 0,05$)

Pala básica	Encastre	Zona media	Punta
1	DU-40 ($0,05 \leq x \leq 0,20$)	DU-30 ($0,20 < x \leq 0,75$)	NACA 63618 ($0,75 < x \leq 1$)
2	DU-35 ($0,05 \leq x \leq 0,25$)	NACA 63618 ($0,25 < x \leq 1$)	NACA 63618 (-)
3	DU-40 ($0,05 \leq x \leq 0,20$)	DU-30 ($0,20 < x \leq 0,48$), DU-25 ($0,48 < x \leq 0,75$)	NACA 63618 ($0,75 < x \leq 1$)
4	DU-40 ($0,05 \leq x \leq 0,20$)	DU-30 ($0,20 < x \leq 0,75$)	NACA 63618 ($0,75 < x \leq 0,95$), NACA 0012 ($0,95 < x \leq 1$)
5	DU-40 ($0,05 \leq x \leq 0,75$)	DU-40 (-)	NACA 63618 ($0,75 < x \leq 0,95$), NACA 0012 ($0,95 < x \leq 1$)

Como se verá en la Sección 4.5.1, cada pala tendrá unas características diferentes que afectarán a distintos parámetros. Se optará, al final de la Sección 5.2, por la pala 5, pero hasta entonces se analizarán las cinco palas. Los parámetros más importantes de los perfiles utilizados son los que se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Parámetros de los perfiles seleccionados

Perfil	$\alpha_{opt} (^{\circ})$	$c_{l_{opt}}$	$c_{d_{opt}}$	k_{max}	t/c (%)
DU-40	6,49	0,9946	0,01454	68,4	40
DU-35	8,51	1,3127	0,01241	105,8	35
DU-30	7,49	1,2525	0,01115	112,4	30
DU-25	4,98	1,0616	0,00785	135,2	25
NACA 63618	4,99	1,0093	0,00580	173,9	18
NACA 0012	10,00	1,1000	0,01030	106,8	12

Las razones primarias para la elección de estos perfiles se basan tanto en el tamaño de la pala (en comparación con aerogeneradores semejantes), que exigen soportar elevadas cargas cerca del buje, como en el mayor aprovechamiento de la energía cinética, que requieren de altas eficiencias sobre todo en la punta, ya que es ahí donde las necesidades estructurales no son importantes y se puede prescindir de espesor relativo (t/c). La geometría de los perfiles anteriormente citados se muestra en las figuras 4.8-4.12 (a excepción del DU-30, de cuya geometría no se conocían datos).

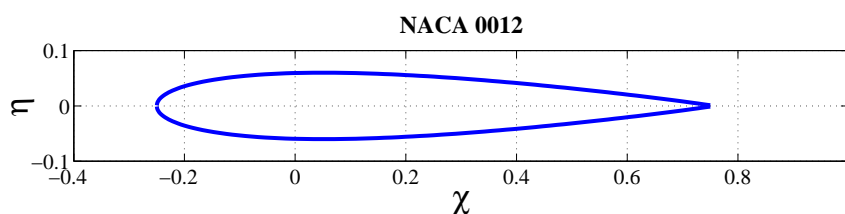


Figura 4.8: Geometría NACA 0012

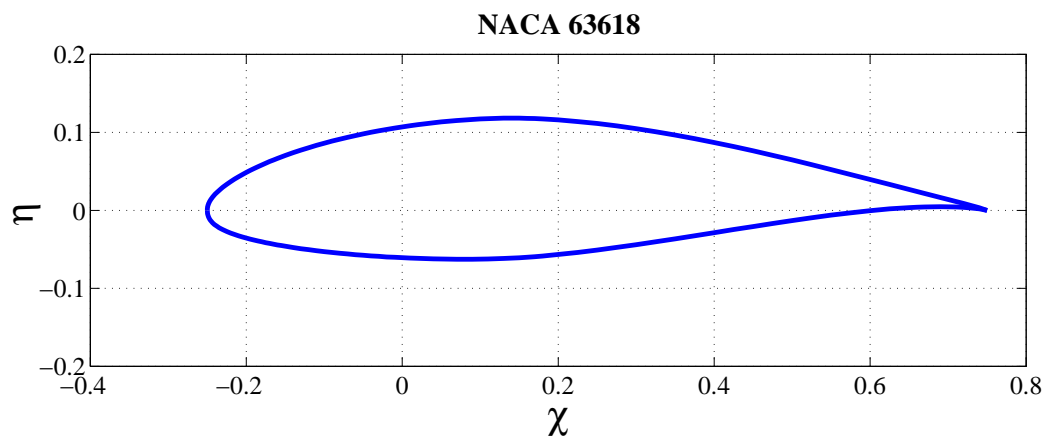


Figura 4.9: Geometría NACA 63618

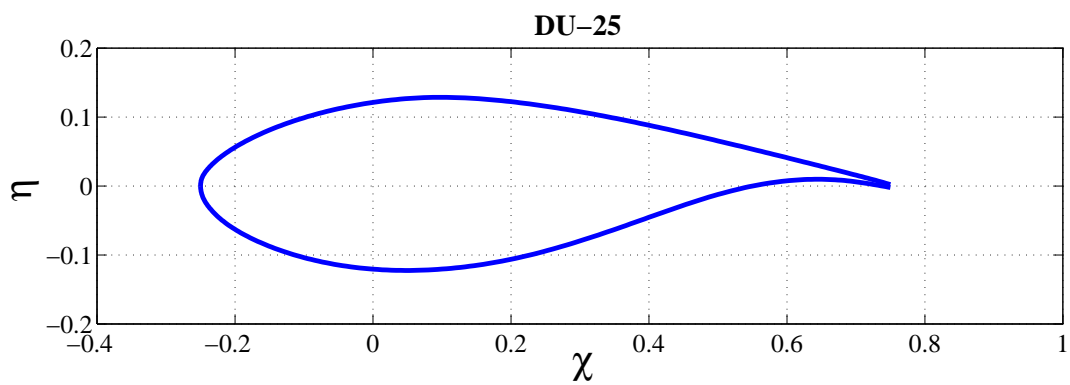


Figura 4.10: Geometría DU-25

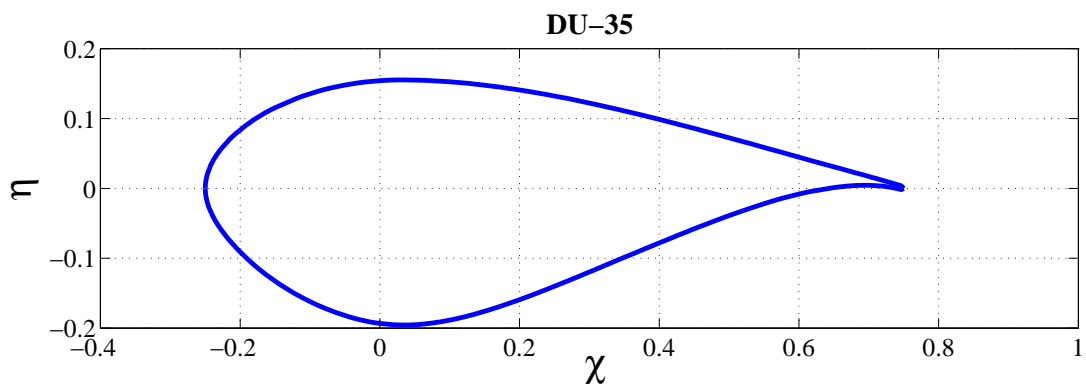


Figura 4.11: Geometría DU-35

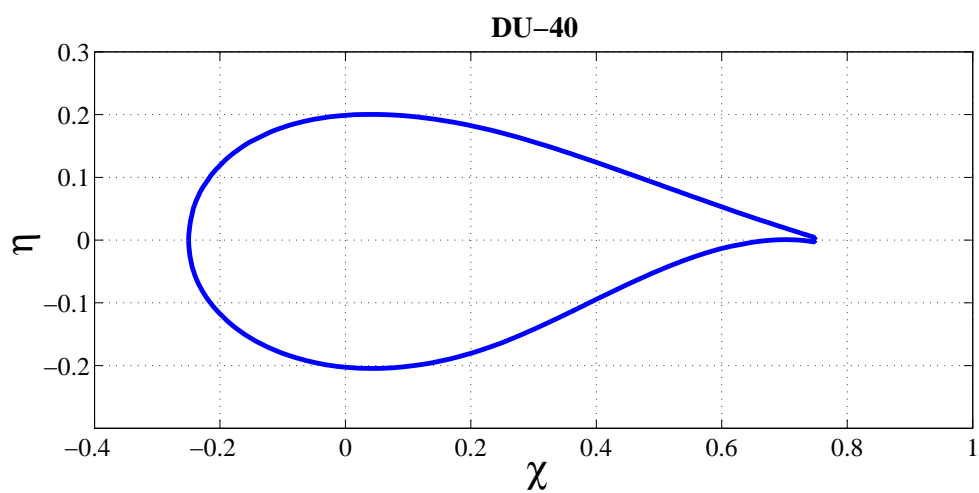
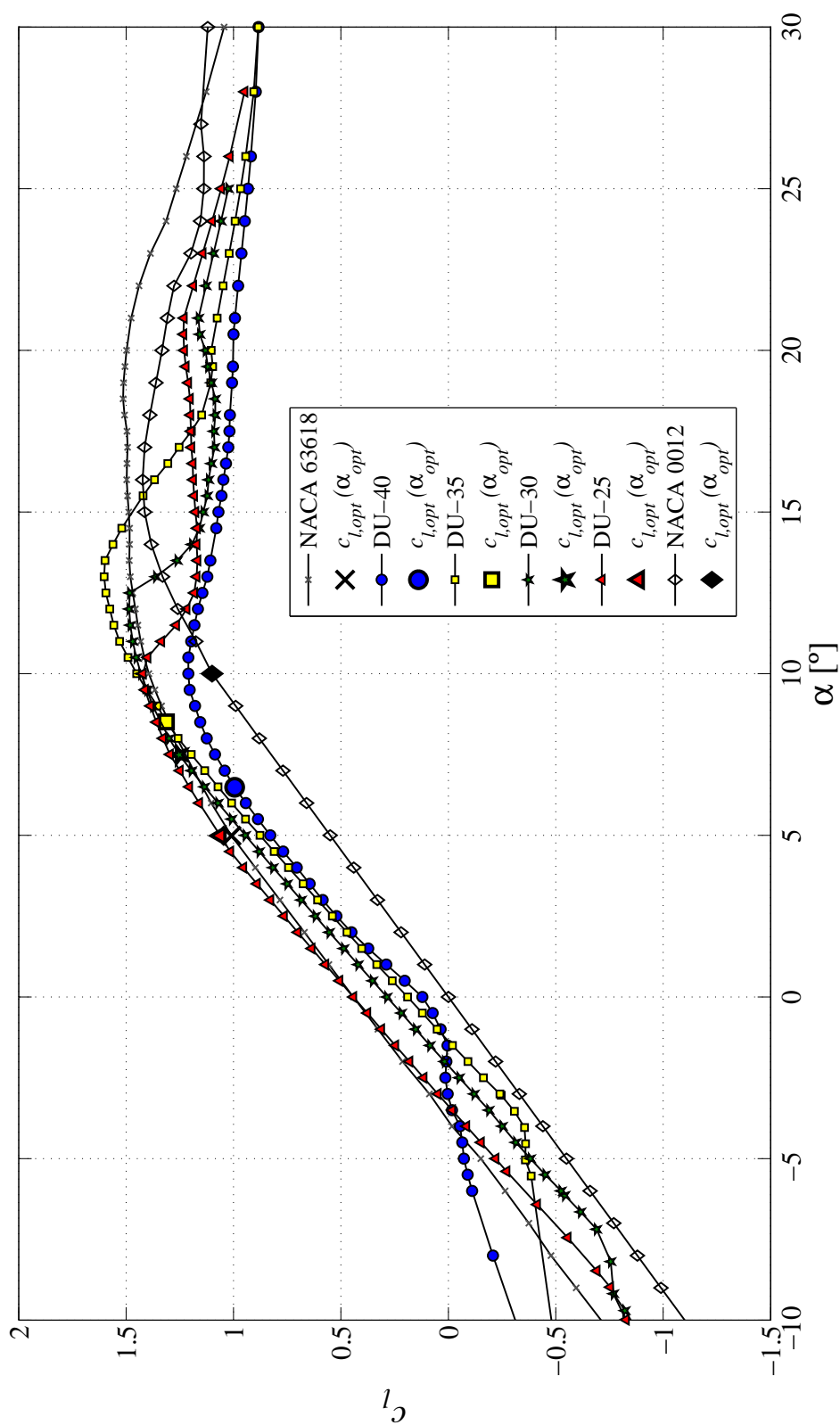
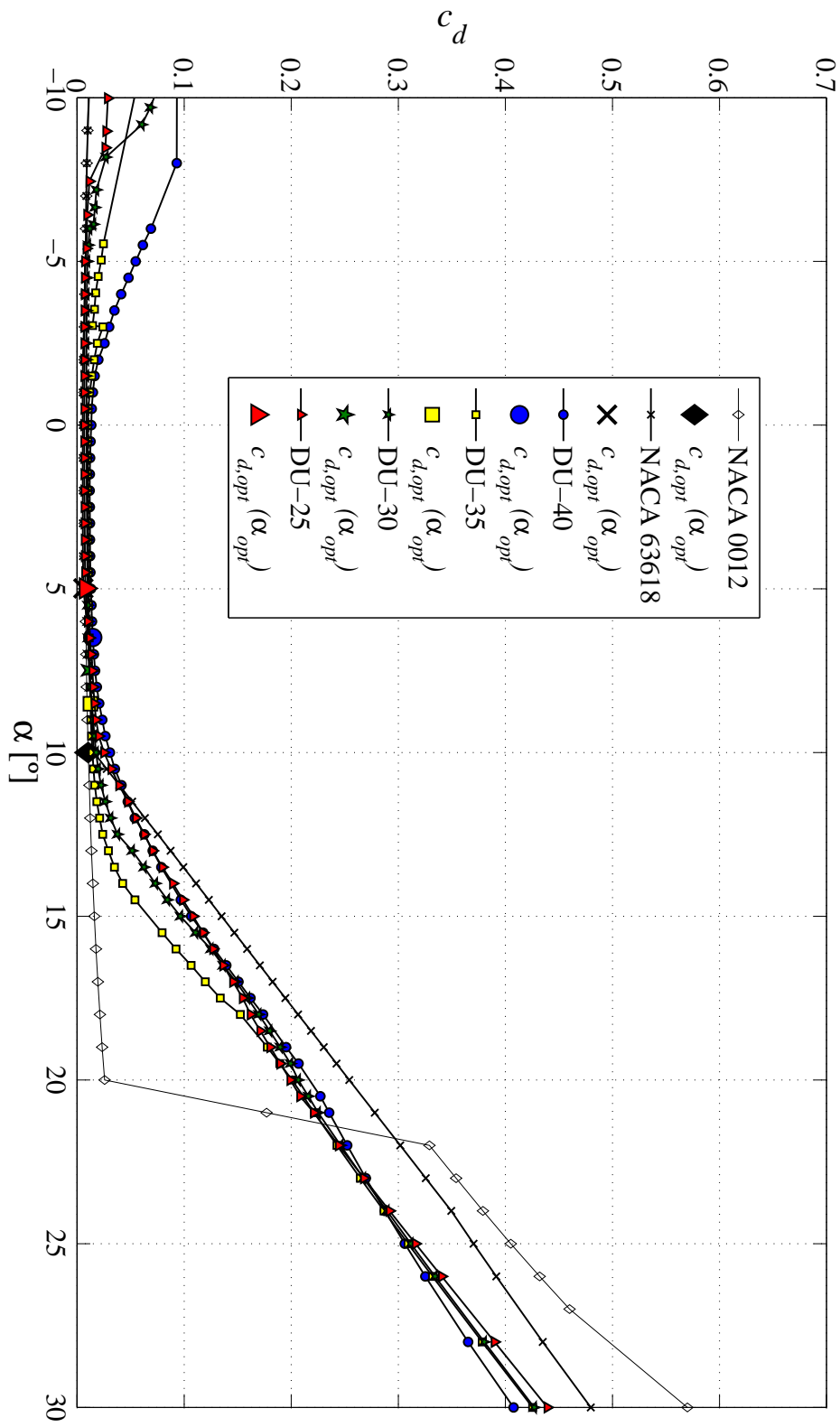


Figura 4.12: Geometría DU-40

Figura 4.13: Coeficientes de sustentación de los perfiles elegidos (c_l)

Figura 4.14: Coeficientes de resistencia de los perfiles elegidos (c_d)

4.4. Número de palas

El número de palas es relevante en varios aspectos, como el económico o la generación energética eficiente. Es bastante usual que los aspectos antes mencionados no puedan ser optimizados a la vez, así que se tendrá que tomar, como casi siempre, una solución de compromiso que no abuse de ninguno de los dos.

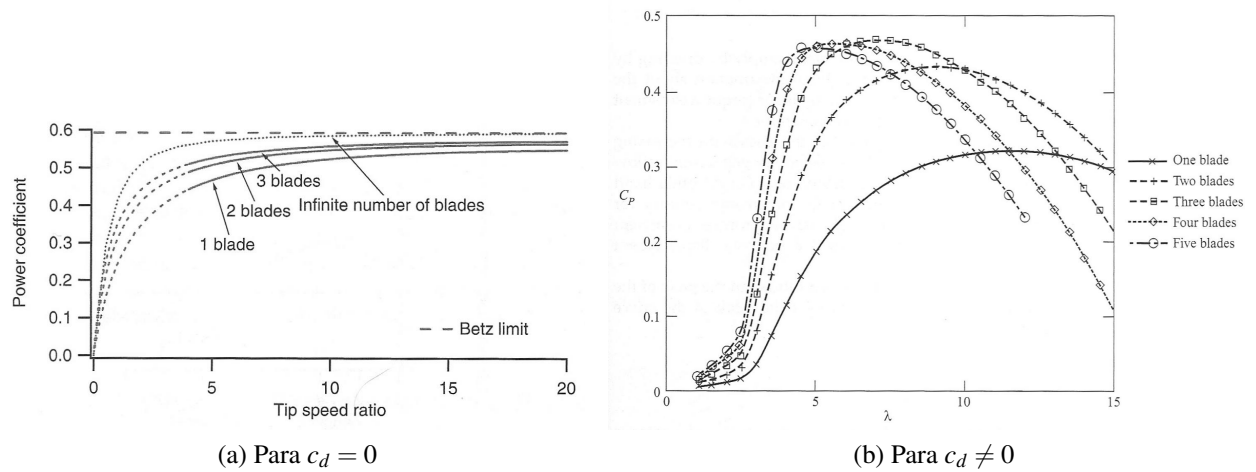


Figura 4.15: Curvas $C_P - \lambda$ para diferentes números de palas

Fuentes: Manwell *et al.* (2009) & Burton *et al.* (2001)

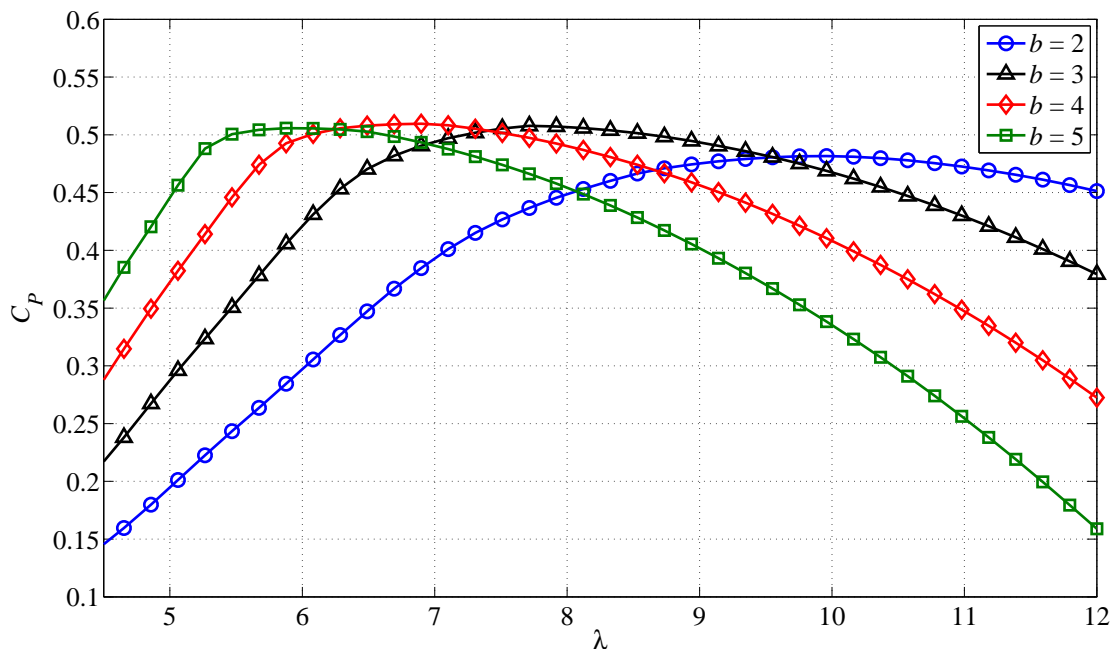


Figura 4.16: Curva $C_P - \lambda$ para diferentes números de palas (b) (Pala 5)

En primer lugar, es evidente que aumentar el número de palas conlleva un incremento de materiales (y por tanto, peso) que elevarían el coste del aerogenerador, algo de lo que las empresas tienden a

huir. Además, obliga a que las palas sean más estrechas, resistiendo así cargas menores. En cuanto a la eficiencia, observando la figura 4.15 vemos que aumentar el número de palas implica aumentar el valor de $C_{P_{max}}$ a la vez que disminuye λ . Esto es beneficioso por el hecho de que menores velocidades de punta de pala (λ) reducen el ruido aerodinámico generado por el rotor. Sin embargo, observamos que a partir de cuatro palas el $C_{P_{max}}$ apenas crece (λ sigue disminuyendo), entrando en conflicto con los intereses económicos.

En cuanto a vibraciones, se ha comprobado que son menores cuanto más palas haya. Para el mantenimiento y la fiabilidad, es obvio que un número reducido de éstas favorece a estos aspectos. Aerodinámicamente, aumentar el número de palas implica reducir las pérdidas, tanto en raíz como en punta de pala (ver ecuaciones (4.31) y (4.32)). Es por tanto acertado optar, como han hecho las grandes empresas del sector, por tres palas. Utilizar dos sería elevar la velocidad de punta de pala, pero veremos más adelante que es una limitación a considerar.

4.5. Optimización del rotor

En esta etapa se trata de obtener el valor del parámetro de operación λ_{opt} que hace máximo el coeficiente de potencia $C_{P_{max}}$. Para ello hará falta definir el número de palas que llevará el rotor, como los perfiles que compondrán la pala y qué lugares ocupan en ella. Este cálculo nos dará también otros datos relevantes como el parámetro de solidez óptimo $\sigma_{opt}(x)$ y la torsión de la pala óptima $\theta_{G,opt}(x)$, ambos en función del radio adimensional.

Por tanto, se pretende maximizar la ecuación (4.48) en cada sección x y para λ dado, o sea,

$$\max \left(\frac{dC_P}{dx} \right) = \max \left(\lambda \frac{dC_Q}{dx} \right) = \max \left(\lambda x \frac{dC_{F_T}}{dx} \right) = \max (8a'(1-a)\lambda^2 x^3) \quad (4.54)$$

pero debiendo cumplir con las ligaduras impuestas por los modelos empleados en la teoría de combinación, así como con las funciones de pérdidas (ecuaciones (4.35)-(4.37)). Debemos destacar el uso de la ecuación (4.35) y no la (4.43), asumiendo por tanto que los valores obtenidos de $a(x)$ son menores que a_T . Como más adelante se verá, para determinados valores de x este valor de a_T se supera ligeramente, pero su efecto es despreciable y no supondría sino complicar el estudio. A partir de ahora se denominará a las ecuaciones (4.35)-(4.37) de la siguiente forma:

$$F_{dC_T}(a, a', f) = 0 \quad (4.55)$$

$$F_{dC_Q}(a, a', f) = 0 \quad (4.56)$$

$$F_f(a, a', f) = 0 \quad (4.57)$$

Si en (4.55) y (4.56) sustituimos los valores de (4.33), (4.34), (4.39), (4.40) y eliminamos entre ambas el parámetro de solidez, se obtiene la restricción:

$$a(k \sin \phi - \cos \phi) - x \lambda a'(k \cos \phi + \sin \phi) = 0 \quad (4.58)$$

cuyas incógnitas son α , a , a' y f , y siendo $k(\alpha) = \frac{c_l}{c_d}$ la eficiencia aerodinámica de la sección considerada.

Se procede entonces a maximizar la ecuación (4.54) con las ligaduras (4.37) y (4.58), utilizándose para ello el método de los multiplicadores de Lagrange. Queda así la función

$$F = \frac{dC_P}{dx} + m_1 g_1 + m_2 g_2 \quad (4.59)$$

siendo F la función de Lagrange, formada por los multiplicadores m_1 y m_2 (que habrá que determinar) y las funciones g_1 y g_2 que corresponden a las ecuaciones implícitas de las ligaduras antes mencionadas. A continuación se resuelve el sistema que maximiza F ,

$$\frac{\partial F}{\partial a} = \frac{\partial F}{\partial a'} = \frac{\partial F}{\partial f} = \frac{\partial F}{\partial \alpha} = \frac{\partial F}{\partial m_1} = \frac{\partial F}{\partial m_2} = 0 \quad (4.60)$$

De la ecuación $\frac{\partial F}{\partial \alpha} = 0$ se obtiene

$$m_1 \frac{dk}{dx} (a \sin \phi - x \lambda a' \cos \phi) = 0 \quad (4.61)$$

cuyas soluciones matemáticas posibles son

$$\begin{cases} \frac{dk}{dx} = 0 \\ a \sin \phi - x \lambda a' \cos \phi = 0 \end{cases} \quad (4.62)$$

La segunda opción no es físicamente posible, puesto que, tras hacer unos reajustes e imponer las condiciones de resistencia aerodinámica nula ($c_d = 0$) y pérdidas nulas ($f = 1$), la ecuación resultante viene a significar que la velocidad inducida es perpendicular a la resultante de fuerzas aerodinámicas. Sin embargo, dado que $c_d = 0$ no es posible en la realidad, esta igualdad no se cumple nunca. Queda por tanto la ecuación $\frac{dk}{dx} = 0$, que implica que todas las secciones aerodinámicas deben de funcionar con eficiencia máxima (k_{max}), o lo que es lo mismo, ángulo de ataque óptimo (α_{opt}). Esto conlleva que c_l y c_d también serán constantes, puesto que son funciones de $\alpha = \alpha_{opt}$.

4.5.1. Resultados

Para poder empezar a calcular estos valores óptimos, lo primero que se debe hacer es definir la pala básica del aerogenerador que vamos a estudiar (pala sin torsión cuya distribución de cuerdas no es conocida). Como se explicó en la sección 4.3, se emplearán los perfiles DU-40, DU-35 y DU-30 en las zonas interiores e intermedias de la pala para cumplir con los requisitos estructurales, y los NACA 63618 y 0012 en la zona exterior para dotar a la pala de mejores propiedades aerodinámicas que favorezcan la generación de momento alrededor del eje del rotor, aumentando así la eficiencia global de la pala.

Una vez definida la pala básica, la cual requiere los siguientes datos que le serán suministrados:

- ▷ Valores de x (radio adimensional) que se analizarán.
- ▷ Valores de espesor relativo (t/c) en cada x analizada.
- ▷ Perfiles empleados en cada x analizada.

se calculan los valores de λ_{opt} y $C_{P_{max}}|_{max}$, particularizando para cada pala básica anteriormente citada y $b = 3$, dando los siguientes resultados:

Tabla 4.3: Valores de λ_{opt} y C_P obtenidos empleando los datos de la pala básica

Pala	1	2	3	4	5
λ_{opt}	8,95586	9,77061	9,20781	8,72519	7,69619
C_P	0,521349	0,526044	0,523618	0,519398	0,507735

Las distribuciones radiales mostradas en las figuras 4.17-4.20 (páginas 52-54) corresponden solamente a la pala elegida (pala 5) según los criterios que se verán en el Capítulo 5.

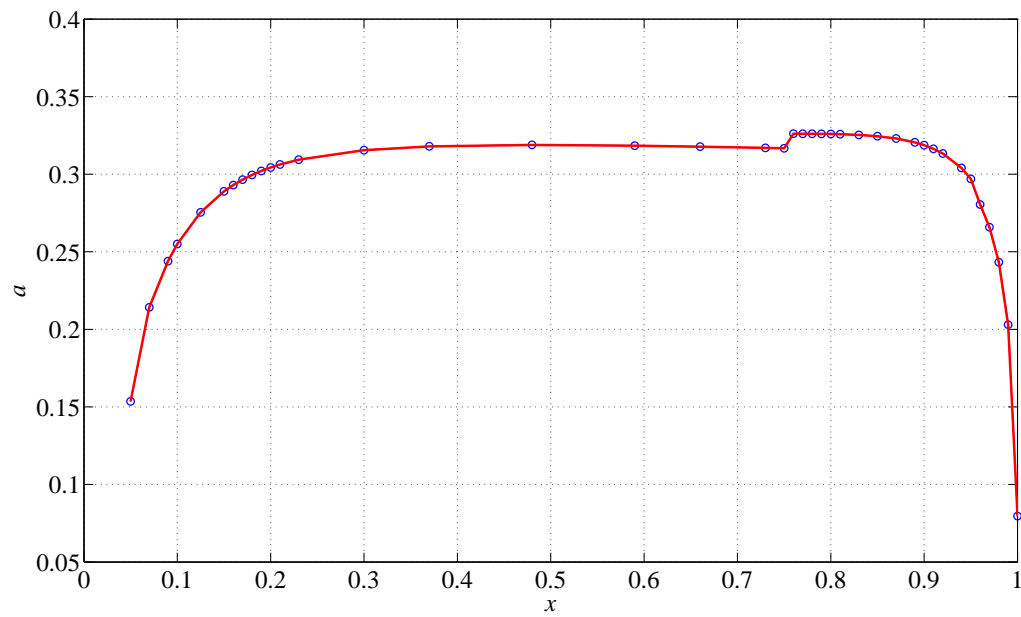
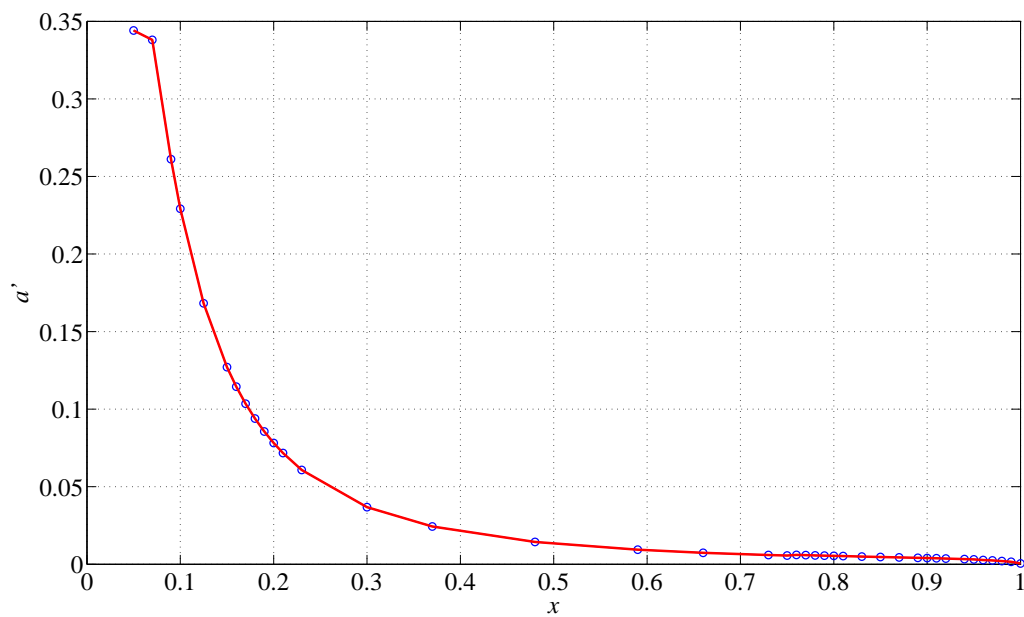
(a) Axial: $a(x)$ (b) Tangencial: $a'(x)$

Figura 4.17: Factores de velocidad inducida (Pala 5)

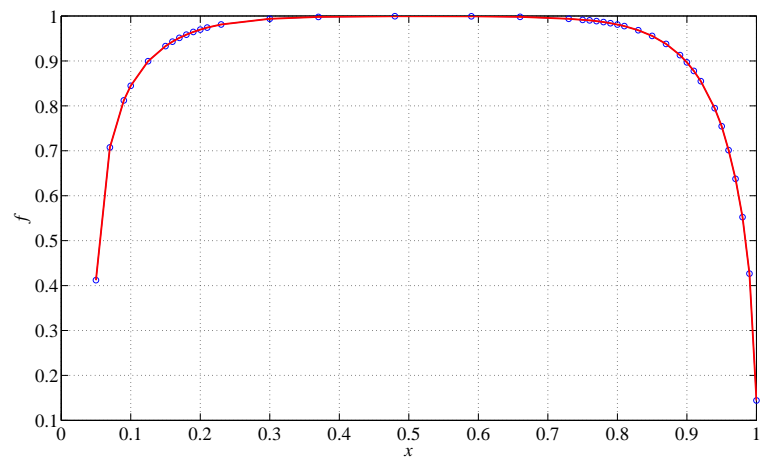
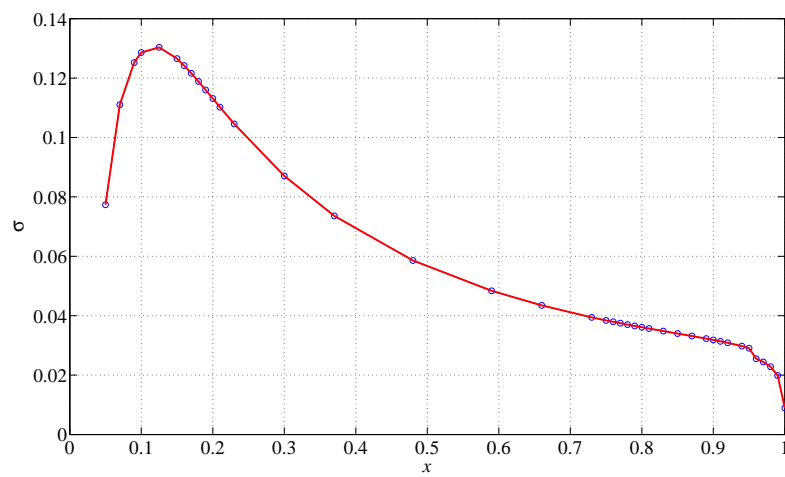
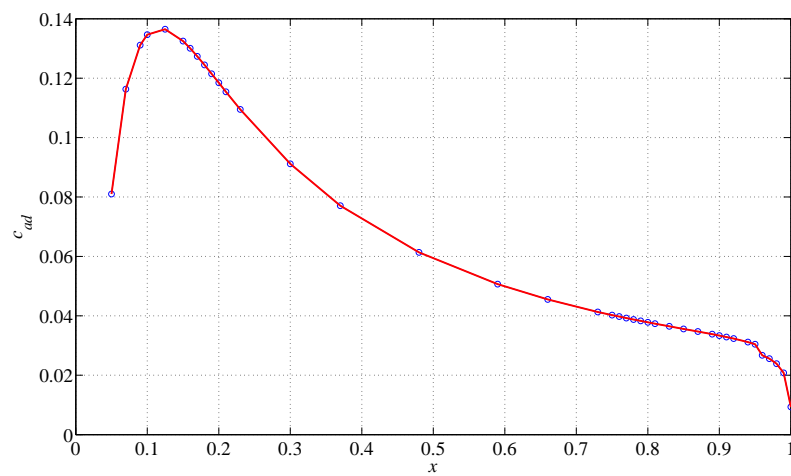
Figura 4.18: Función de pérdidas: $f(x)$ (a) $\sigma(x)$ (b) $c_{ad}(x)$

Figura 4.19: Solidez (a) y cuerda adimensional (b) (Pala 5)

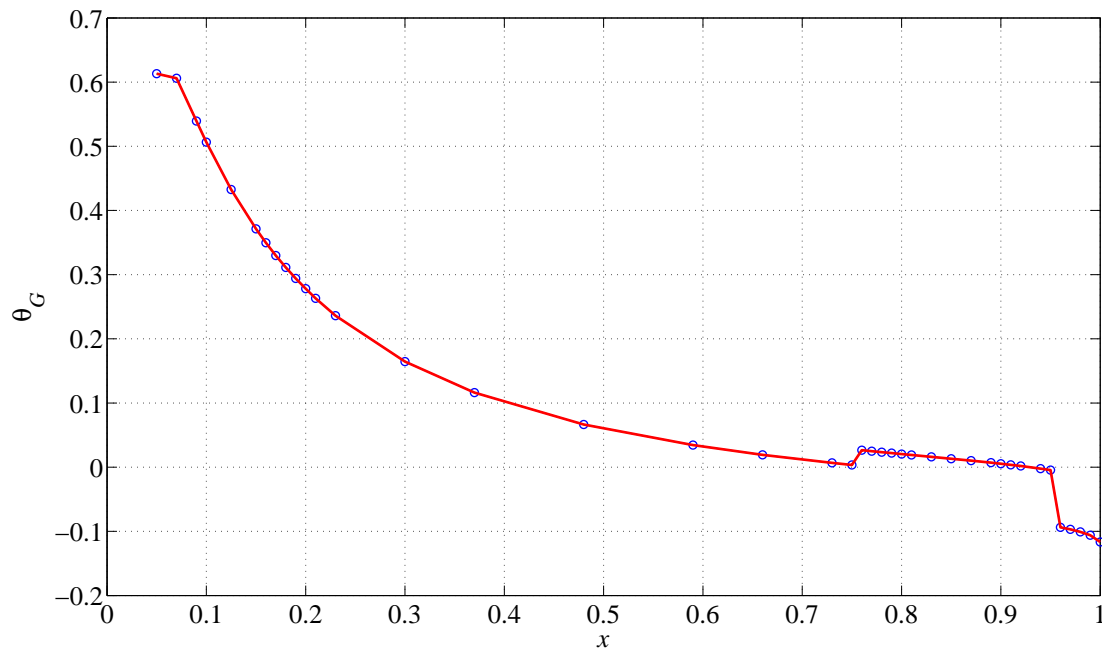
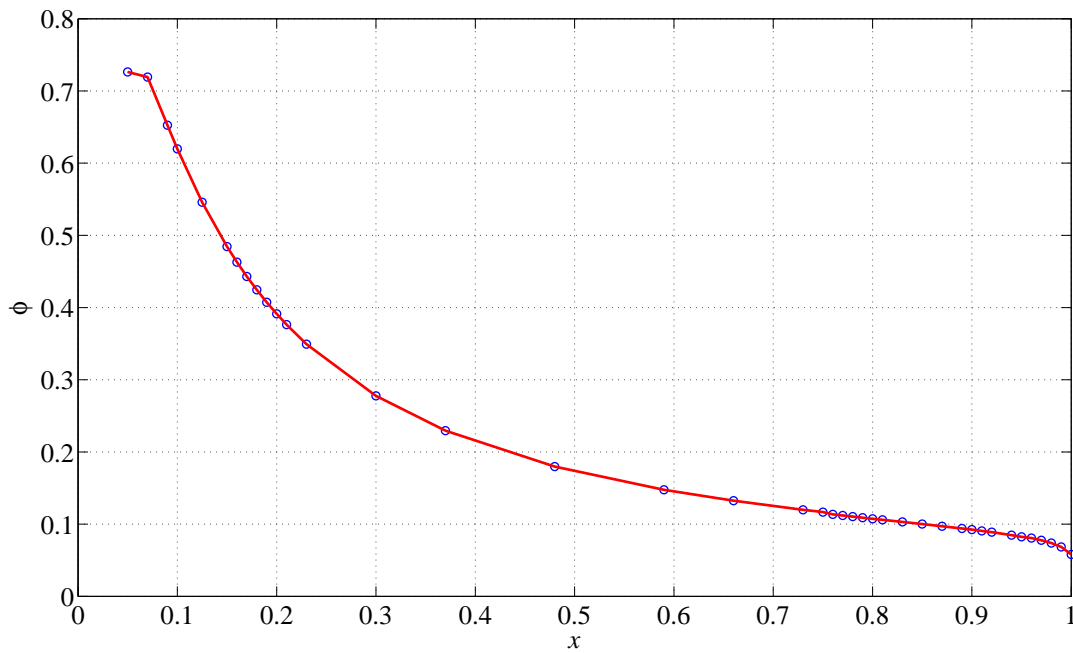
(a) $\theta_G(x)$ (b) $\phi(x)$

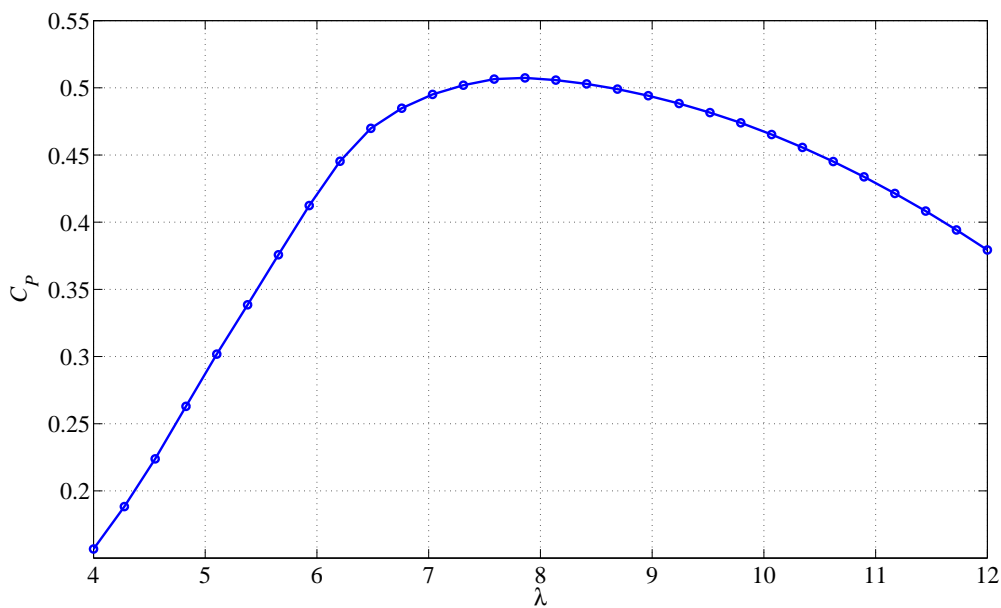
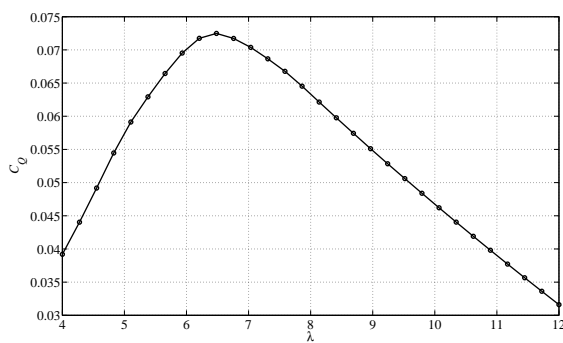
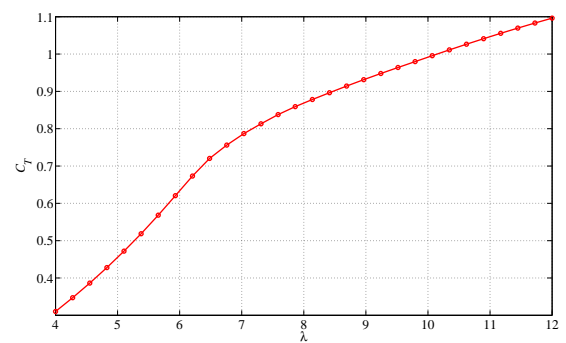
Figura 4.20: Ángulo de torsión de la pala (a) y de incidencia de la corriente (b)
(Pala 5)

Como se puede observar en la figura 4.17a, el valor de a parece llegar a a_T para determinados valores de x , aunque se puede apreciar que no lo sobrepasa, por lo cual el modelo de Lissaman no es utilizado. En la figura 4.18 se comprueba que la función de pérdidas en raíz y punta de pala tiende a cero en los extremos y a uno en la zona intermedia. En cuanto a la torsión (figura 4.20a), al haberse escogido ángulo de control nulo ($\theta_C = 0$) lo que se obtiene es el ángulo de torsión geométrica (θ_G). El ángulo

de incidencia ϕ (figura 4.20b) cumple que disminuye para x crecientes, es decir, alejándose de la raíz de la pala, puesto que la velocidad paralela a la corriente (U_P) se mantiene constante, mientras que la perpendicular (U_T) crece en proporción a x .

Se aprecian saltos en los valores en aquellos puntos donde cambia el tipo de perfil empleado. Estos saltos son apreciables en la figura 4.17a, al igual que en las figuras 4.19 y 4.20a.

Posteriormente se procede al cálculo de los coeficientes de potencia (C_P), par (C_Q) y tracción (C_T), en función del parámetro λ . Para ello se ha de definir una nueva pala, esta vez ya optimizada con los valores adicionales de cuerda adimensional y torsión obtenidos al resolver el sistema de ecuaciones previo, obteniéndose las gráficas siguientes para la pala en estudio:

(a) $C_P(\lambda)$ (b) $C_Q(\lambda)$ (c) $C_T(\lambda)$ Figura 4.21: C_P , C_Q y C_T en función de λ para la pala óptima

El valor de λ que maximiza el C_P en la figura 4.21a no se corresponde con el que maximiza el C_Q . Los valores de λ_{C_Q} que hacen máximo C_Q se muestran en la tabla 4.4.

Tabla 4.4: Valores de $\lambda_{C_{Qmax}}$ y C_{Qmax}

Pala	1	2	3	4	5
$\lambda_{C_{Qmax}}$	7,22892	7,59123	7,65123	7,24729	6,43481
C_{Qmax}	0,064062	0,062444	0,062886	0,066042	0,072502

Si en vez de utilizar los datos de la pala básica para calcular λ_{opt} , $\theta_{C_{opt}}$ y $C_{P_{max}}|_{max}$ se emplean los valores ya obtenidos por la resolución del sistema de ecuaciones visto para la optimización, Matlab[®] arroja unos resultados que difieren ligeramente, en especial λ_{opt} . Se aprecia una cierta tendencia a aumentar el error para valores decrecientes de λ_{opt} .

Tabla 4.5: Valores de λ_{opt} , $\theta_{C_{opt}}$ y C_P obtenidos empleando los resultados

Pala	1	2	3	4	5
λ_{opt}	8,96138	9,77033	9,21251	8,73335	7,70566
$\theta_{C_{opt}} (\times 10^{-4} \text{ rad})$	-4,62248	-3,55413	-4,41563	-5,71203	-6,75405
$C_{P_{max}} _{max}$	0,521367	0,526065	0,523636	0,519414	0,507757
$\Delta\lambda_{opt} (\%)$	0,062	0,003	0,051	0,093	0,123

4.5.1.1. Caso de viento con cortadura lineal

En la Sección 3.4.1.2 se modeló la capa límite atmosférica con cortadura como una ecuación exponencial (ecuación (3.5)). Se supondrá una simplificación (Manwell *et al.*, 2009) en la cual la velocidad varía linealmente con la altura a través del rotor. Dicha velocidad del viento vendrá dada por

$$V_{cort} = V_{hub} \left[1 + \left(\frac{r}{R} \right) K_{vs} \cos \psi \right] \quad (4.63)$$

donde r es la posición radial de la pala, $h_{min} = z_{hub} - R$ cuando la punta de la pala se encuentra en el punto más bajo, $h_{max} = z_{hub} + R$ cuando se encuentra en el punto más alto, K_{vs} es la constante de cortadura del modelo lineal y ψ el ángulo que forma la pala con la vertical, tomando como origen la posición más alta. El efecto de incremento de la cortadura predomina según la dirección del viento perpendicular al rotor, por lo que la componente tangencial se puede tomar nula.

Para caracterizar dicha constante, se hará uso del perfil normal de viento, hallando la pendiente de la curva a la altura del buje y tomando el valor obtenido como K_{vs} :

$$V(z) = V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \Rightarrow K_{vs} = \frac{dV}{dz} = \frac{V_{hub}}{(z_{hub})^\alpha} \cdot \alpha \cdot z^{\alpha-1} \quad (4.64)$$

que para los valores $\alpha = 0,2$, $V_{hub} = 6 \text{ m/s}$ y $z = z_{hub} = 120 \text{ m}$ vale $\frac{dV}{dz} = 0,01 = K_{vs}$.

Para un radio $R = 80 \text{ m}$, la figura 4.22 muestra la distribución de velocidades de viento a través del área del rotor, mientras que la figura 4.23 muestra la variación de la velocidad del viento a lo largo de la pala para diferentes posiciones ψ de la pala.

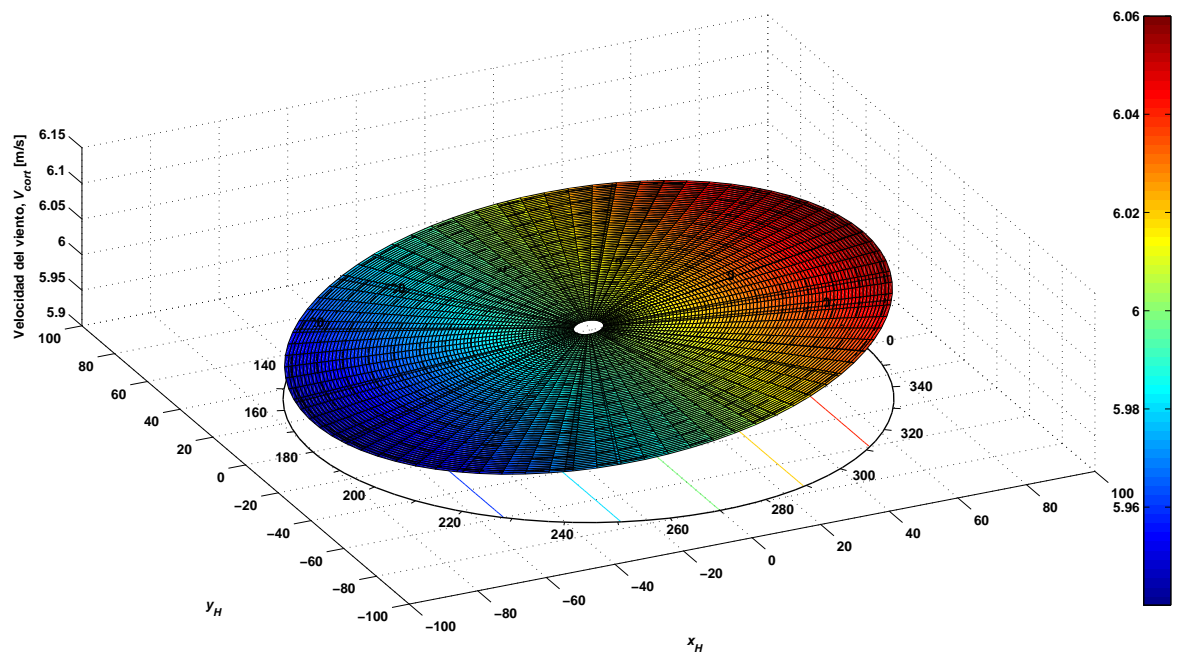


Figura 4.22: Distribución de velocidades del viento para caso con cortadura lineal

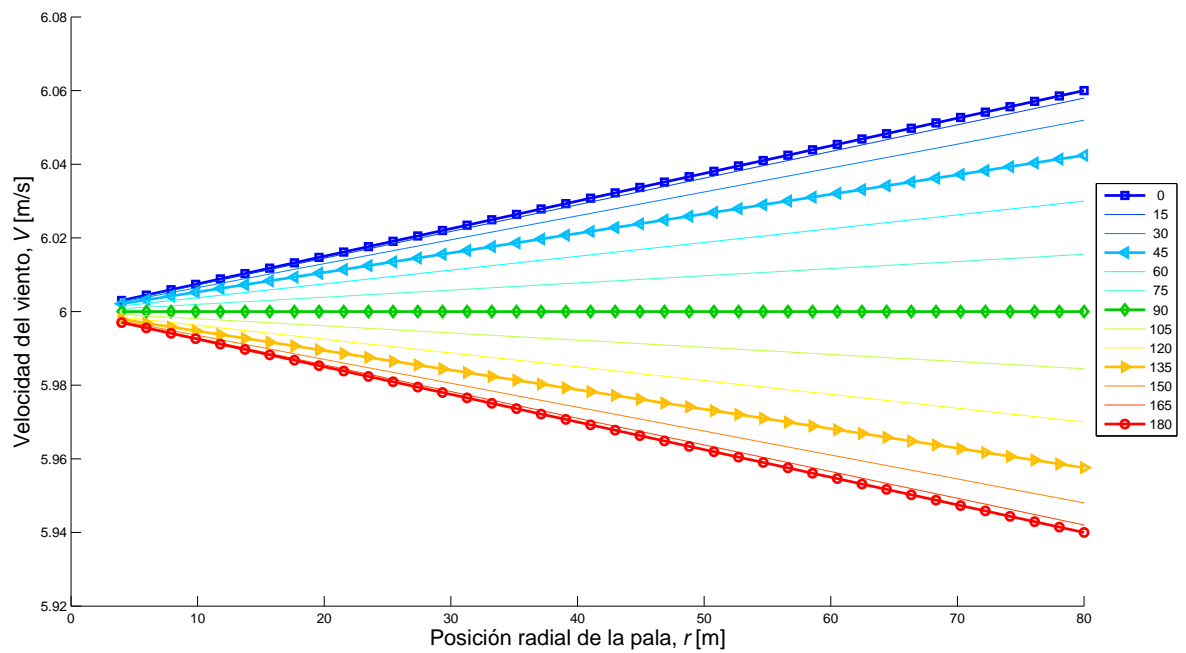


Figura 4.23: Variación de la velocidad del viento con la posición radial (lineal)

Se comprueba que la velocidad del viento mínima (para $\psi = 180^\circ$) vale 5,94 m/s, y la máxima (para $\psi = 0^\circ$) vale 6,06 m/s. Comparando estos valores con los que nos ofrece la ecuación (3.5) ($V_{min} = 4,82$ m/s para $h_{min} = 40$ m y $V_{max} = 6,65$ m/s para $h_{max} = 200$ m) observamos que existe una diferencia considerable en los valores extremos debido a que el aerogenerador estudiado posee un diámetro de grandes dimensiones.

Atendiendo a la Teoría de Combinación con el factor de pérdidas, y tomando $x = r/R$, las velocidades tangencial, perpendicular y resultante quedarían de la forma:

$$\begin{cases} U_T = \Omega r + \left(\frac{\omega}{2}\right) r = \Omega r \left(1 + \frac{a'}{f}\right) \\ U_P = U_\infty \left(1 - \frac{a}{f} + x \cdot K_{vs} \cos \psi\right) \\ U_R = U_\infty \cdot \left[\left(1 - \frac{a}{f} + x \cdot K_{vs} \cos \psi\right)^2 + \Omega^2 r^2 \left(1 + \frac{a'}{f}\right)^2\right]^{\frac{1}{2}} \end{cases} \quad (4.65)$$

y, por tanto, el ángulo de incidencia de la corriente, ϕ ,

$$\phi = \arctan \left(\frac{U_\infty \left(1 - \frac{a}{f} + x \cdot K_{vs} \cos \psi\right)}{\Omega r \left(1 + \frac{a'}{f}\right)} \right) \quad (4.66)$$

Se procede de la misma manera que en la Sección 4.2.5. Así, las gráficas de coeficiente de potencia y par se presentan a continuación para diferentes posiciones (ψ).

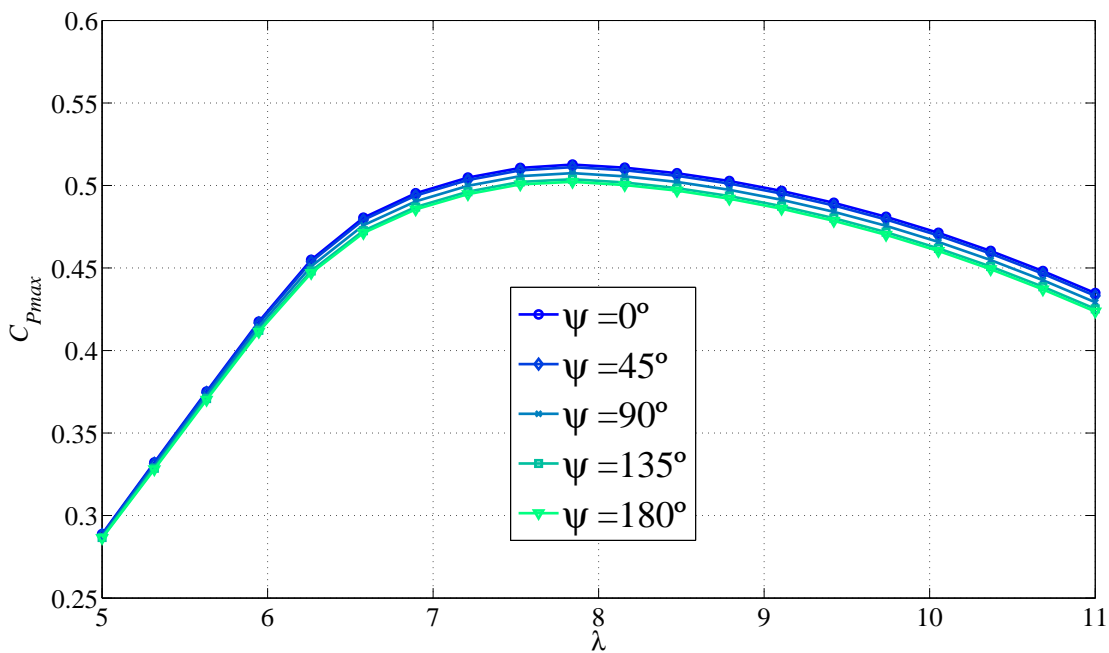


Figura 4.24: Coeficiente de potencia para diferentes posiciones (ψ) de la pala

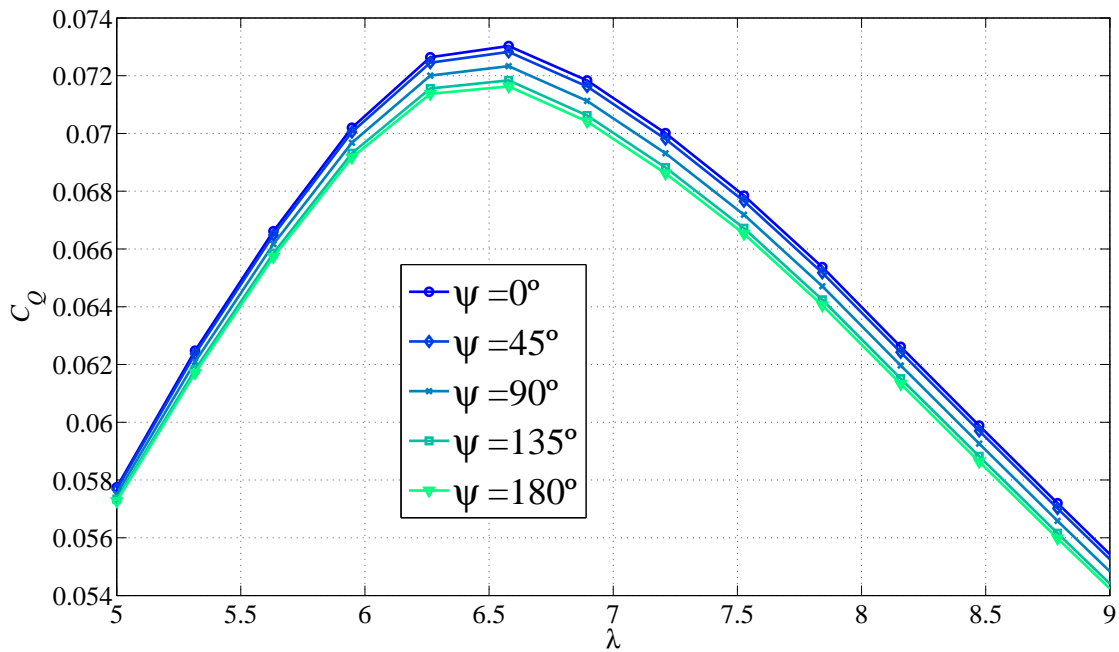


Figura 4.25: Coeficiente de par para diferentes posiciones (ψ) de la pala

4.5.1.2. Caso de perfil normal de viento

Tal y como se vio en la Sección 3.4.1.2, la velocidad del viento depende de la altura respecto del suelo, por lo que se procederá a relacionar dicha altura z con los parámetros característicos de la posición del perfil aerodinámico de la sección estudiada, ψ y r . Tomando como origen de ángulos ψ la posición vertical más alta, la altura vendrá dada por

$$z = z_{hub} + r \cdot \cos \psi \quad (4.67)$$

que, sustituyendo en la ecuación (3.5), queda:

$$\frac{V}{V_{hub}} = \left(\frac{z_{hub} + r \cdot \cos \psi}{z_{hub}} \right)^\alpha = \left(1 + \frac{r}{z_{hub}} \cdot \cos \psi \right)^\alpha \quad (4.68)$$

Para los valores $\alpha = 0,2$, $V_{hub} = 6$ m/s y $z_{hub} = 120$ m, la ecuación de perfil normal de viento presenta una distribución de velocidades de viento a través del área del rotor como la de la figura 4.26, mientras que la figura 4.27 muestra la variación de la velocidad del viento a lo largo de la pala para diferentes posiciones ψ de la pala.

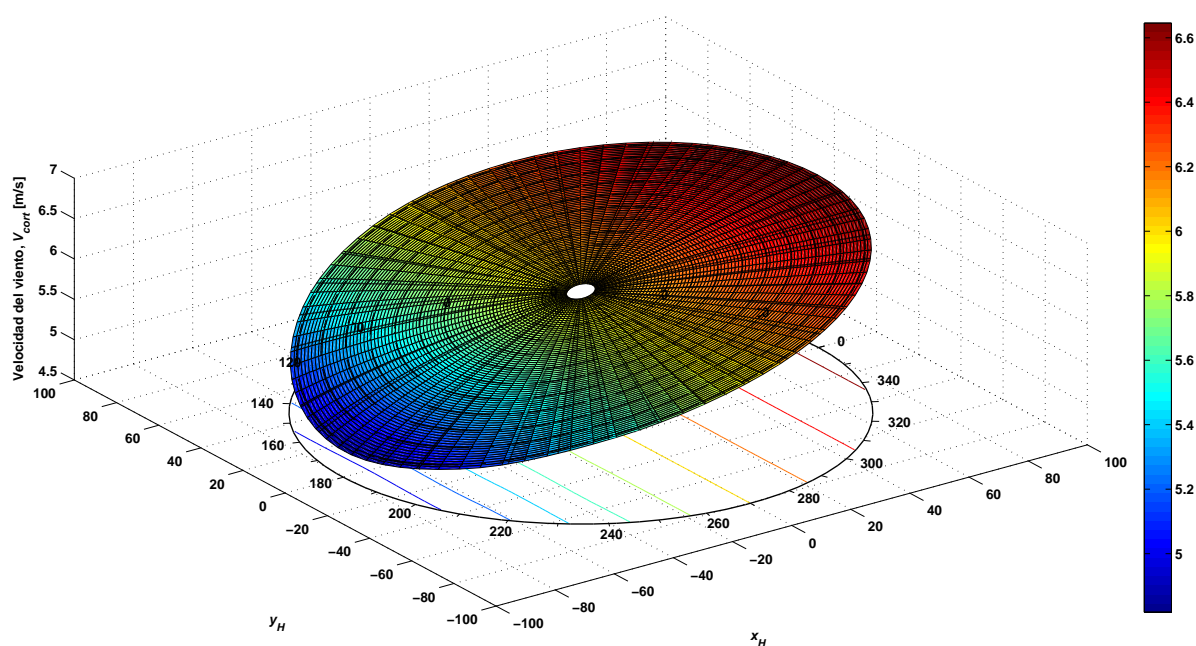


Figura 4.26: Distribución de velocidades del viento para caso de perfil normal de viento

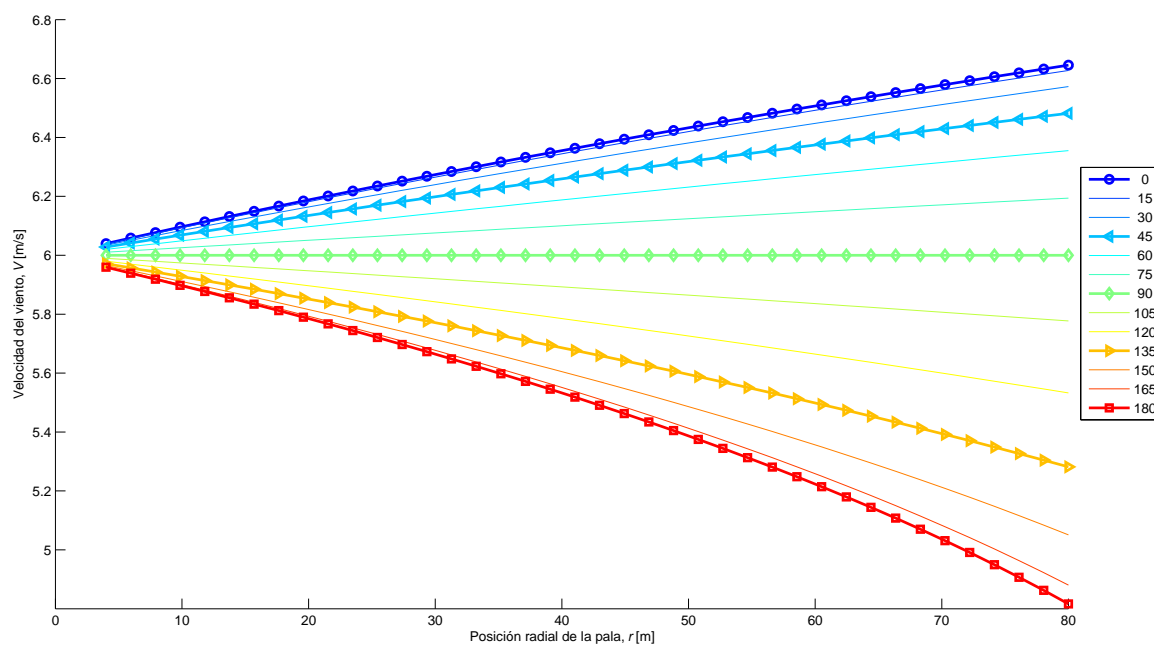


Figura 4.27: Variación de la velocidad del viento con la posición radial (perfil normal)

Atendiendo a la Teoría de Combinación con el factor de pérdidas, y tomando $x = r/R$, las velocidades tangencial, perpendicular y resultante quedarían de la forma:

$$\begin{cases} U_T = \Omega r + \left(\frac{\omega}{2}\right) r = \Omega r \left(1 + \frac{a'}{f}\right) \\ U_P = U_\infty \cdot \left[\left(1 + \left(\frac{x}{\frac{z_{hub}}{R}}\right) \cos \psi\right)^{0,2} - \frac{a'}{f} \right] \\ U_R = \left[U_\infty^2 \cdot \left[\left(1 + \left(\frac{x}{\frac{z_{hub}}{R}}\right) \cos \psi\right)^{0,2} - \frac{a'}{f} \right]^2 + \Omega^2 r^2 \left(1 + \frac{a'}{f}\right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \end{cases} \quad (4.69)$$

y, por tanto, el ángulo de incidencia de la corriente, ϕ ,

$$\phi = \arctan \left(\frac{U_\infty \cdot \left[\left(1 + \left(\frac{x}{\frac{z_{hub}}{R}}\right) \cos \psi\right)^{0,2} - \frac{a'}{f} \right]}{\Omega r \left(1 + \frac{a'}{f}\right)} \right) \quad (4.70)$$

A diferencia del caso lineal, en este modelo se debe de tener una idea del valor del radio que se va a considerar, o en su defecto, tener una idea de la relación z_{hub}/R que se va a querer. Dado que, como más adelante, se tomará $R = 80$ m y $z_{hub} = 120$ m, la relación valdrá $z_{hub}/R = 1,5$.

Se procede de la misma manera que en la Sección 4.2.5. Así, las gráficas de coeficiente de potencia y par se presentan a continuación para diferentes posiciones (ψ).

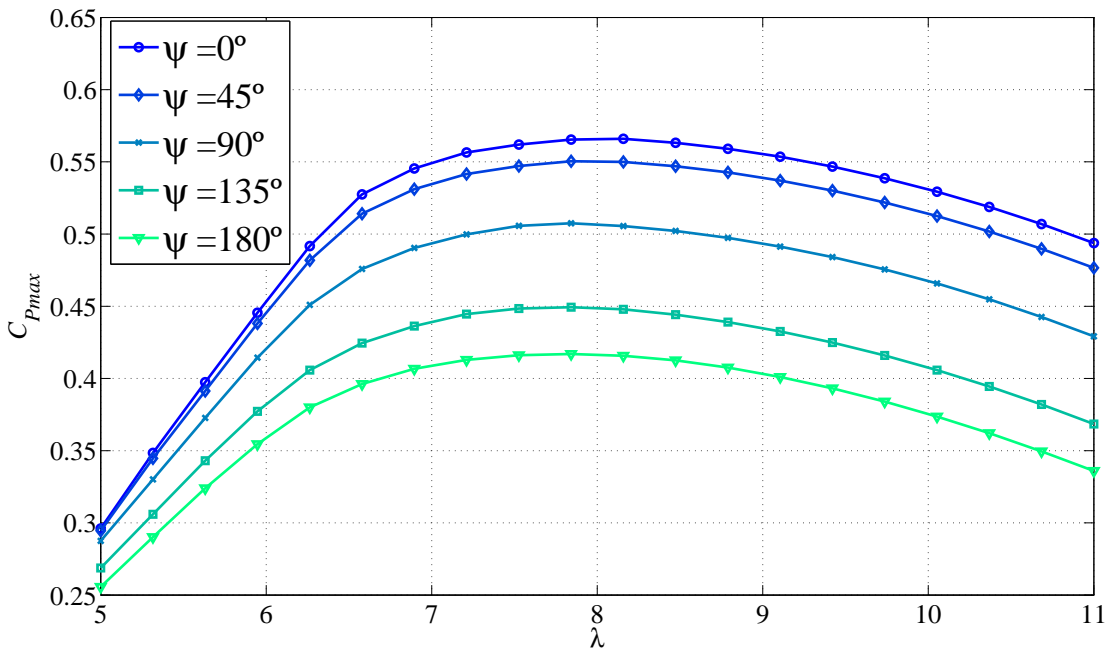
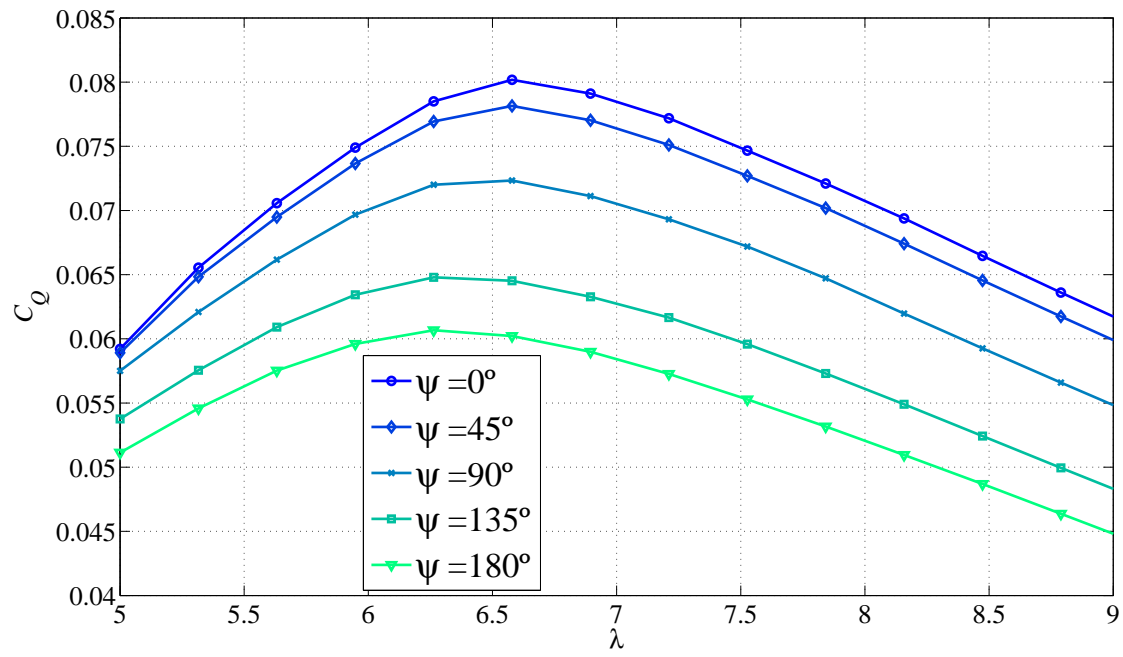


Figura 4.28: Coeficiente de potencia para diferentes posiciones (ψ) de la pala

Figura 4.29: Coeficiente de par para diferentes posiciones (ψ) de la pala

Capítulo 5

Dimensionado del rotor

5.1. Introducción

Llegados a este punto, se hace necesaria la transformación de los datos adimensionales obtenidos en el Capítulo 4 en valores dimensionales, para así tener una visión real de las magnitudes que se manejan. Se deberá de definir un radio R al rotor, así como la velocidad nominal V_N a la que generará la potencia especificada P_N y la velocidad angular Ω_N a la que girará en esa situación. A continuación se procederá a analizar las actuaciones de dicha pala, obteniendo los mapas de actuaciones y las leyes de control correspondientes.

5.2. Elección del radio

Para la obtención del radio se requerirán los datos que a continuación se detallan:

- ▷ Potencia nominal (P_N): 4,5 MW
- ▷ Velocidad límite por ruido en punta de pala ($(\Omega R)_{NL}$): 65 m/s
- ▷ Velocidades de arranque y parada del rotor¹: $V_{in} = 3$ m/s, $V_{out} = 25$ m/s
- ▷ Rendimiento eléctrico y mecánico²: $\eta_e = 0,95$, $\eta_m = 0,95$
- ▷ Parámetros de Weibull: $c = 6$ m/s, $k = 2,5$
- ▷ Densidad del aire (nivel del mar): $\rho = 1,225$ kg/m³

La potencia específica (SP) se define como la relación entre la potencia nominal y la superficie barrida por el rotor, y será un parámetro importante a la hora de imponer ciertas restricciones al valor del radio. Se basa en los datos obtenidos de aerogeneradores ya existentes en el mercado y proporciona dos valores extremos. El mayor de ellos impondrá un valor de radio mínimo, que indica en términos generales que bajar de ese valor no es apropiado debido a que la energía producida no compensaría lo ahorrado en otros aspectos, como materiales. El menor, en cambio, que daría un radio máximo,

¹Elegidos según los aerogeneradores semejantes.

²Se considerarán constantes, aunque en la realidad dependerán de parámetros como la velocidad de giro Ω del rotor.

viene a indicar que aumentar el radio no es o constructivamente posible o económicamente viable. La figura 5.1a muestra los valores de potencia específica de varios modelos de aerogeneradores del mercado actual y pasado:

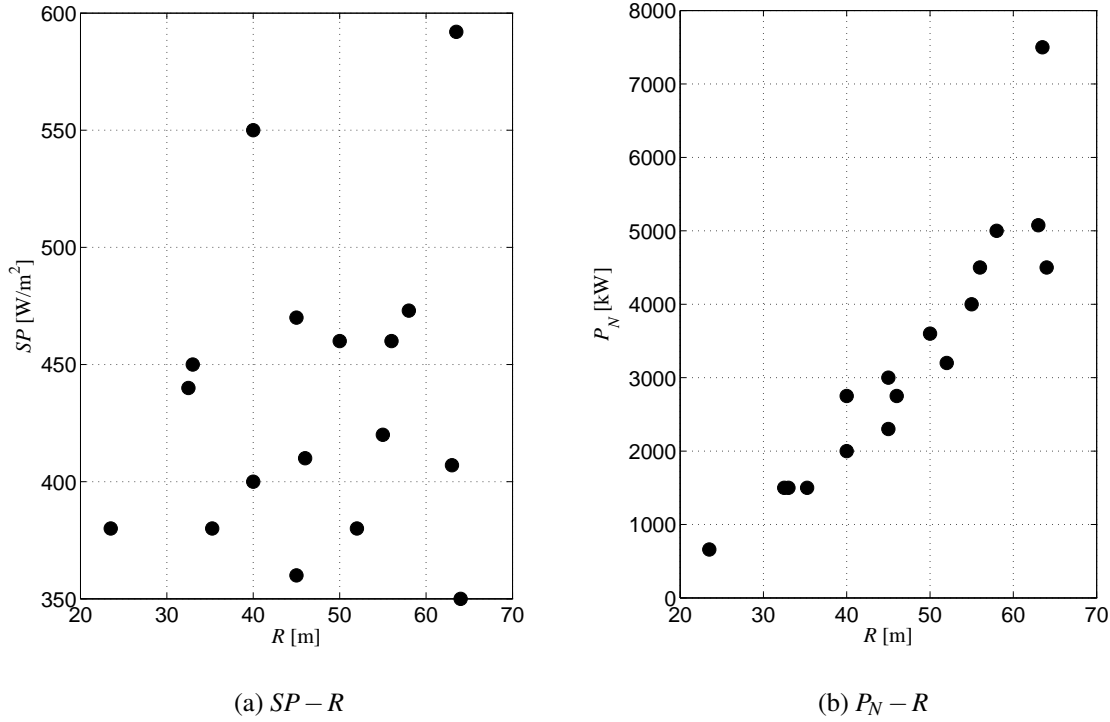


Figura 5.1: Potencia específica (a) y potencia nominal (b) en función del radio para diferentes modelos

A raíz de estas gráficas, se destacan los dos valores antes mencionados: $SP_{max} = 592$ y $SP_{min} = 350$. Empleando la ecuación

$$SP = \frac{P_N}{\pi R^2} \quad (5.1)$$

con $P_N = 4,5$ MW, se obtienen los radios: $R_{SP_{max}} = 49,2$ m y $R_{SP_{min}} = 64,0$ m.

La velocidad del viento que genera la potencia nominal del rotor se denomina velocidad nominal (V_N) y cumple la siguiente ecuación de potencia aerodinámica para coeficiente de potencia máximo, o sea, λ_{opt} :

$$P_N = \eta_e \eta_m P_M = \eta_e \eta_m \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_N^3 C_{P_{max}} \quad (5.2)$$

donde η_e es el rendimiento eléctrico, η_m el rendimiento mecánico y P_M la potencia mecánica generada por el rotor. Despejando el radio:

$$R = \left(\frac{2P_N}{\eta_e \eta_m \rho \pi V_N^3 C_{P_{max}}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (5.3)$$

El radio varía como $V_N^{-\frac{3}{2}}$, por tanto, para velocidades altas se obtendrán radios pequeños, y viceversa. Sin embargo, existe una limitación impuesta por ruido aerodinámico que ejercerá otra restricción

adicional a la velocidad de punta de pala: $(\Omega R)_{NL}$. Para un radio determinado, esto supondrá un límite a la velocidad angular del rotor Ω_{NL} .

A partir de este punto, se estudiarán las palas 1, 3 y 5. Se podrá comprobar más adelante que optar por λ_{opt} muy elevados no beneficia los objetivos a lograr, descartando por tanto el estudio de la pala 2. La pala 4 presenta un valor ligeramente inferior al de la 1 y no servirá para apreciar tendencias de los resultados al variar este parámetro de diseño. Las velocidades nominales con limitación por ruido serán, para $(\Omega R)_{NL} = 65$ m/s:

$$\begin{cases} V_{N,NL} = \frac{(\Omega R)_{NL}}{\lambda_{opt}} = \frac{65}{8,9614} = 7,253 \text{ m/s} & (\text{Pala 1}) \\ V_{N,NL} = \frac{(\Omega R)_{NL}}{\lambda_{opt}} = \frac{65}{9,2125} = 7,056 \text{ m/s} & (\text{Pala 3}) \\ V_{N,NL} = \frac{(\Omega R)_{NL}}{\lambda_{opt}} = \frac{65}{7,7057} = 8,435 \text{ m/s} & (\text{Pala 5}) \end{cases} \quad (5.4)$$

que nos proporcionan los siguientes radios mínimos que cumplen con dicha limitación para las palas estudiadas:

$$\begin{cases} R_{NL} = 114,1 \text{ m} & (\text{Pala 1}) \\ R_{NL} = 118,7 \text{ m} & (\text{Pala 3}) \\ R_{NL} = 92,2 \text{ m} & (\text{Pala 5}) \end{cases} \quad (5.5)$$

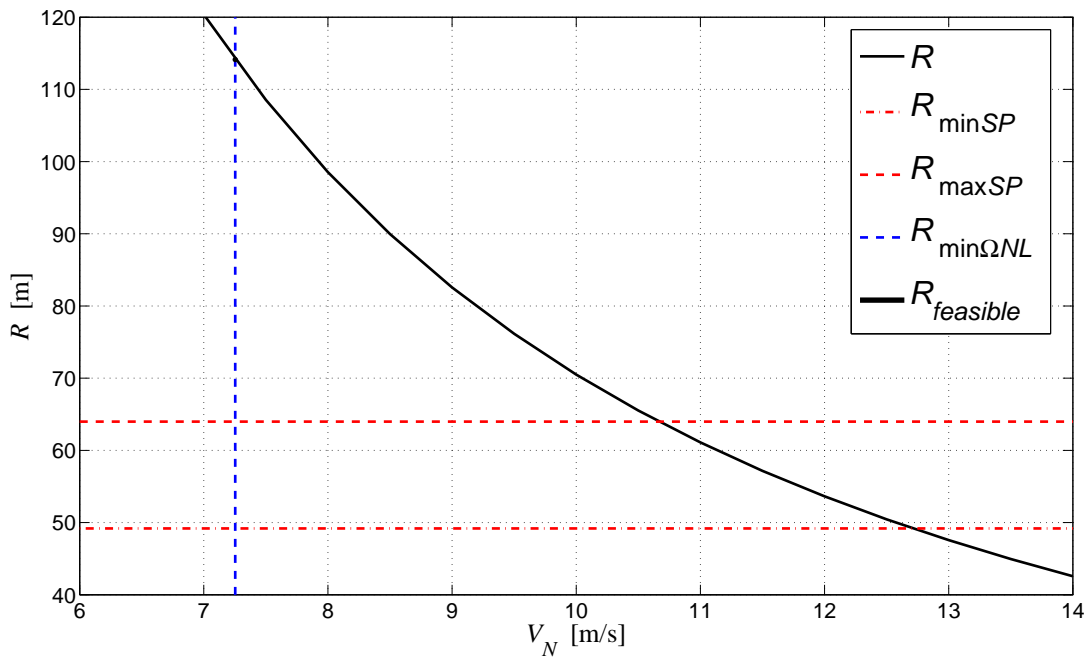


Figura 5.2: Limitaciones del radio atendiendo a potencia específica y ruido (Pala 1)

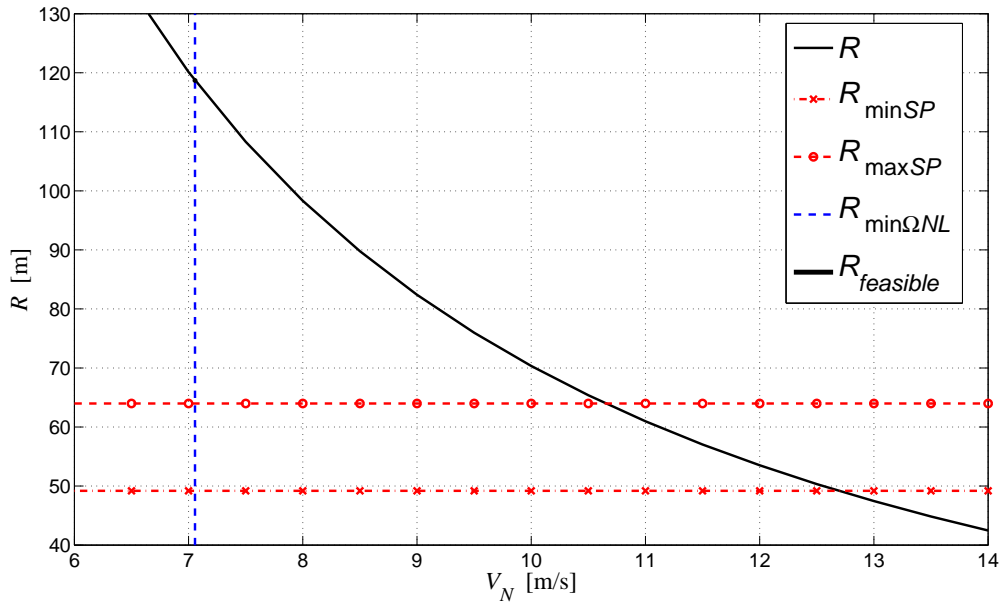


Figura 5.3: Limitaciones del radio atendiendo a potencia específica y ruido (Pala 3)

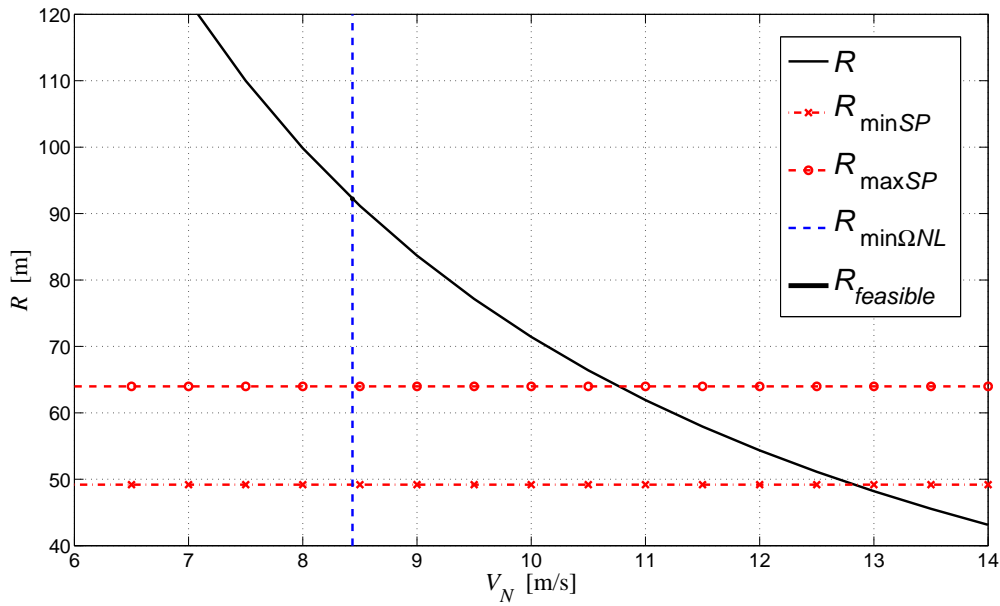


Figura 5.4: Limitaciones del radio atendiendo a potencia específica y ruido (Pala 5)

Como se puede apreciar en las figuras 5.2-5.4, los valores del radio mínimo permitido considerando la limitación por ruido son desproporcionados en comparación con los radios que existen en el mercado para aerogeneradores semejantes ($\sim 55 - 65$ m; ver Sección 2.4). Las potencias específicas serían $SP = 110$, $SP = 101$ y $SP = 168$ W/m² para las palas 1, 3 y 5 respectivamente, que son muy inferiores al mínimo existente actual (ver figura 5.1a). Una pala de estas proporciones estaría sometida a unas cargas elevadas, requeriría bastante material (por tanto, de elevado peso) y obligaría a la torre a aumentar de altura para mantener una distancia mínima respecto del suelo.

Los límites tecnológicos existentes no recomiendan estos valores, por lo cual se habrá de aplicar otro tipo de limitación para cumplir con los requisitos de ruido: obligar al rotor a no superar una velocidad de giro Ω_N , la cual obliga a que λ_{opt} deje de cumplirse hasta V_N y sólo se mantenga hasta una $V_{\Omega_N} < V_N$, a partir de la cual la velocidad de giro se mantendrá constante y λ disminuirá a medida que crece la velocidad del viento.

La figura 5.6 muestra cómo varían el factor de capacidad ($FC = \frac{\bar{P}}{P_N} (= \frac{P_{AVE}}{P_N})$) y las horas equivalentes ($H_{eq} = NHY \times FC$; donde NHY es el número de horas anuales³) con el radio para los límites impuestos, tanto por potencia específica como por ruido para la pala 5. Valores buenos para estos parámetros serían, para $FC \sim 0,3 - 0,4$, mientras que para $H_{eq} \sim 2,000 - 3,000$ ⁴. En la figura 5.5 se puede ver la media anual española en cuanto a horas equivalentes de los parques eólicos existentes.

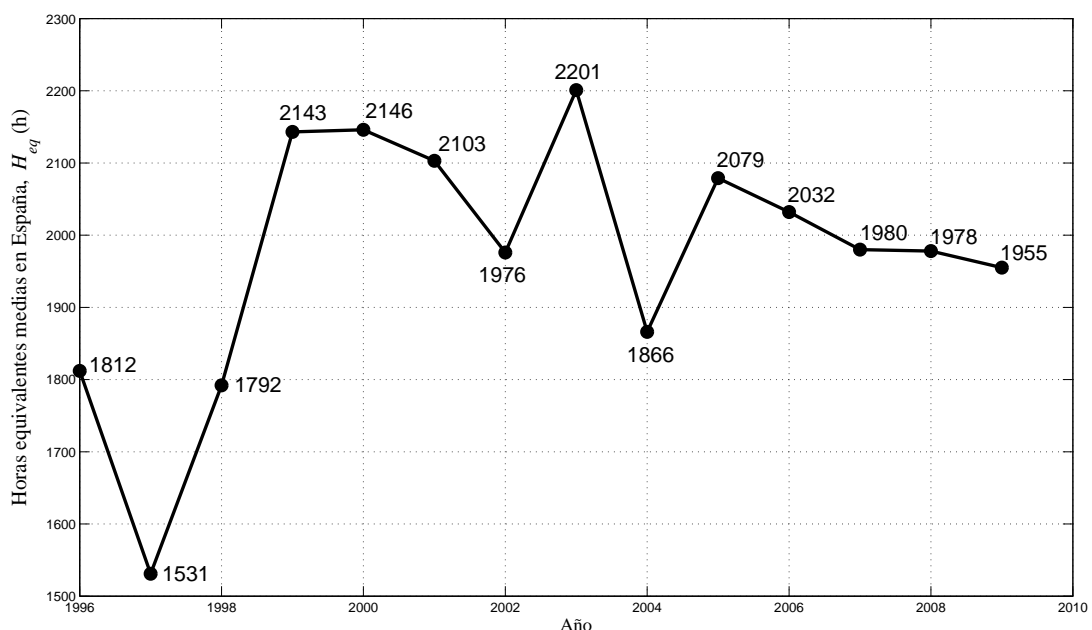


Figura 5.5: Evolución de las horas equivalentes medias en España para el período 1996-2009

Datos obtenidos de: http://www.ciccp.es/revistaIT/textos/pdf/05_Francisco_Galán_Soraluce.pdf (pág. 40)

(Fuente original: REE)

Los resultados de las palas 1 y 3 no se muestran debido a la poca resolución (las variaciones son apenas apreciables) y la escasa valoración a la hora de la toma de decisión sobre la pala a emplear. Serán de mayor utilidad las figuras 5.8-5.10 que más adelante se analizarán.

Para el rango de radios limitado por la potencia específica, tanto el factor de capacidad como las horas equivalentes muestran valores inferiores o, a lo sumo, iguales al mínimo razonable. Esto era de esperar, puesto que el perfil de vientos mostrado por la función de densidad de probabilidad de Weibull (figura 3.2, página 23) hacía indicar que la zona en la que se va a instalar el aerogenerador la energía cinética del viento no es muy elevada. Ello obligará, seguramente, a la elección de un radio que iguale o supere el máximo impuesto por la potencia específica, SP , para cumplir con unos niveles adecuados de producción de energía.

³365 días \times 24 h = 8760 h

⁴Más información: http://www.aeeolica.es/userfiles/file/aee-publica/01_07_03_boston.pdf (pág. 19-21)

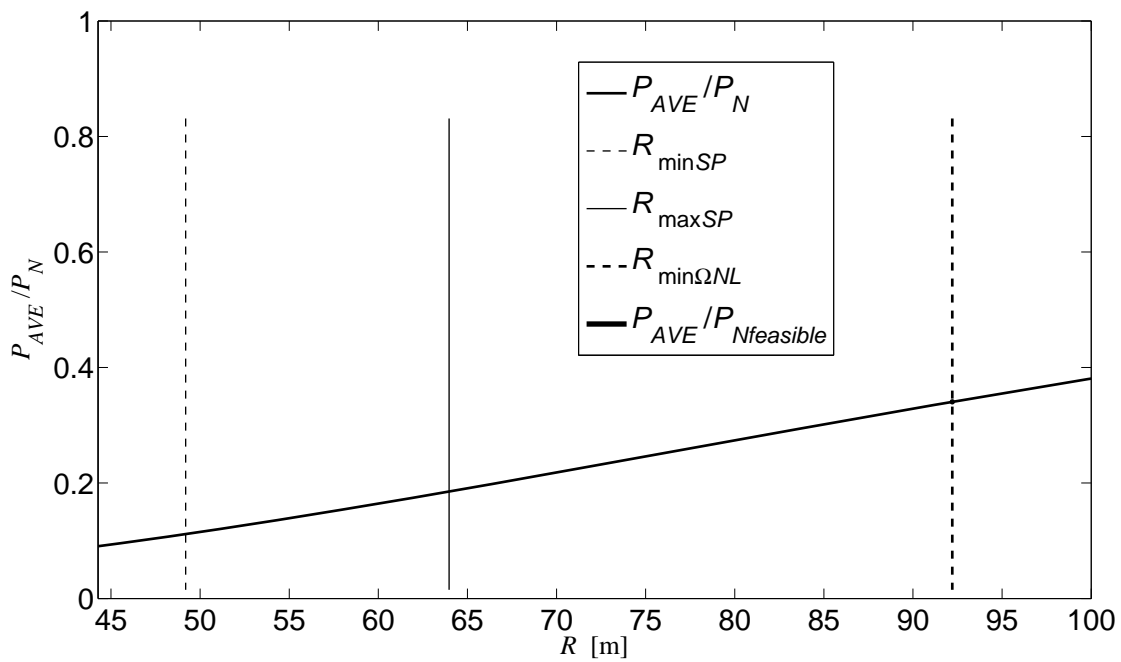
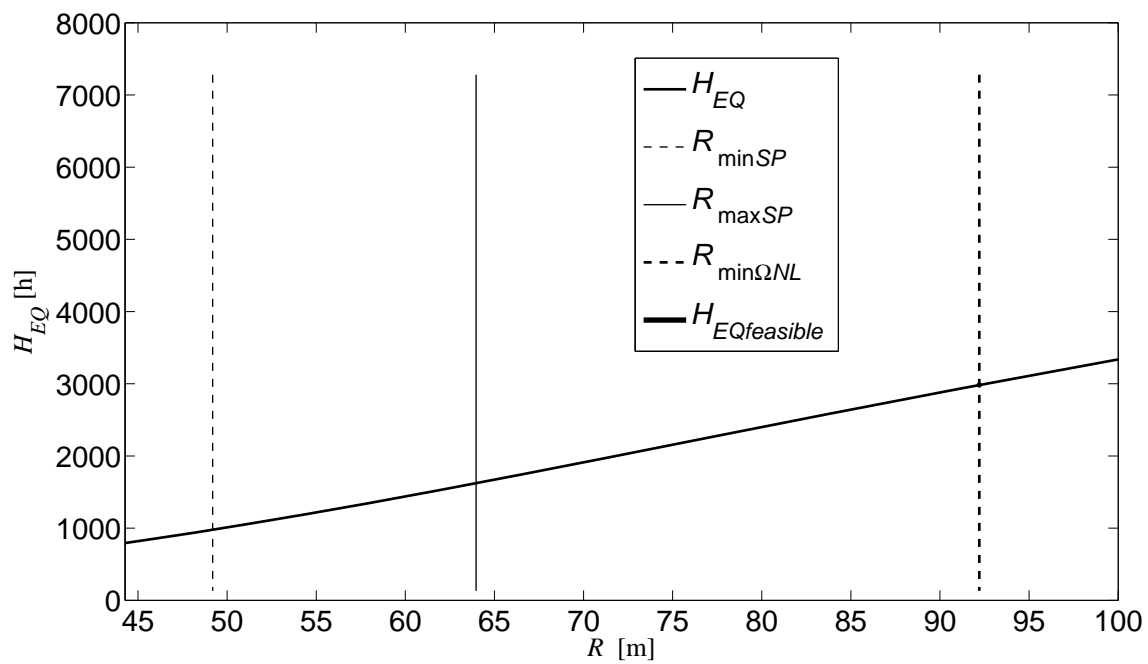
(a) Factor de capacidad (FC)(b) Horas equivalentes (H_{eq})

Figura 5.6: Factor de capacidad (a) y horas equivalentes (b) en función del radio (Pala 5)

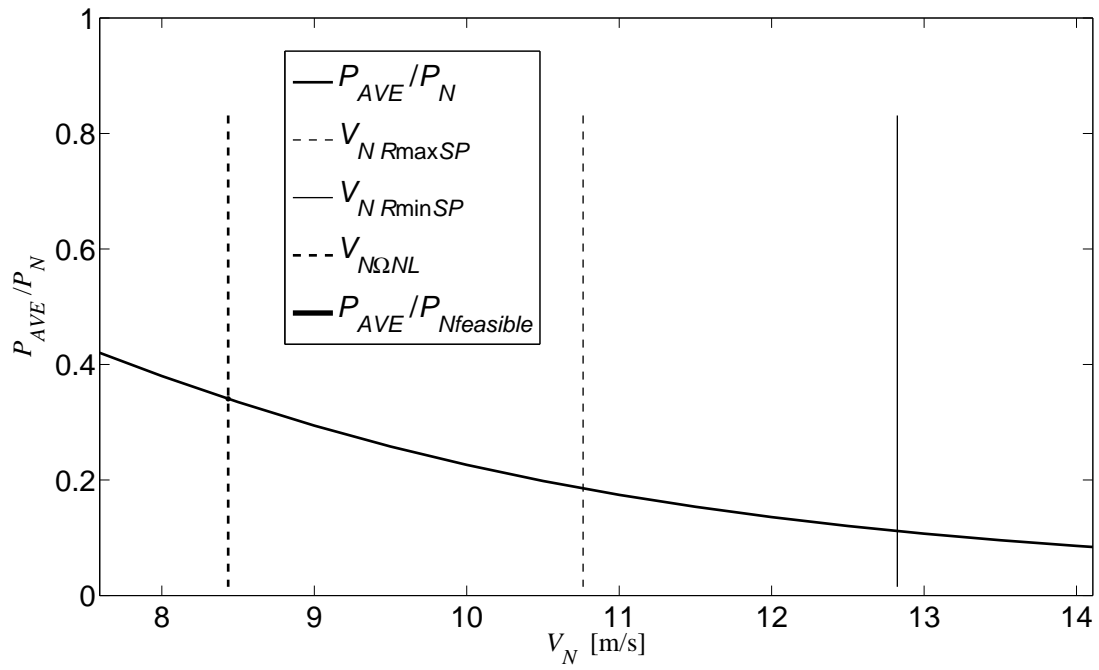
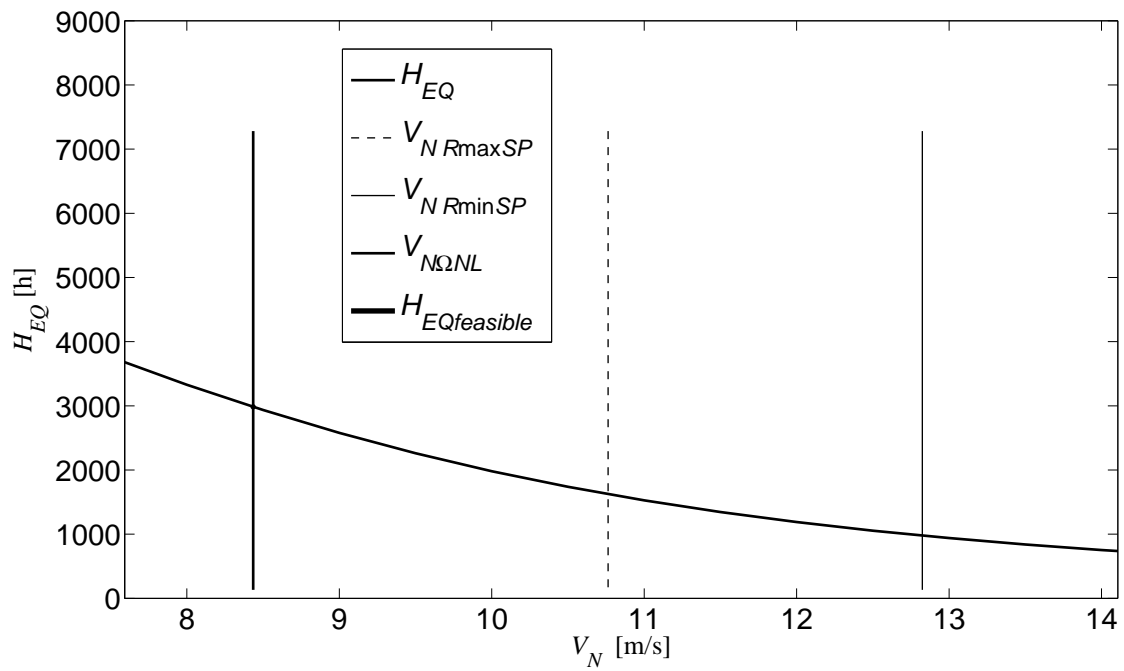
(a) Factor de capacidad (FC)(b) Horas equivalentes (H_{eq})

Figura 5.7: Factor de capacidad (a) y horas equivalentes (b) en función de la velocidad nominal (Pala 5)

Atendiendo a lo explicado, se pueden observar dos tipos de comportamiento: sin limitación y con limitación por ruido. La curva de potencia consta, para el **primer caso**, de dos tramos:

1. $V_{in} \leq V \leq V_{N0}$: Las condiciones para este tramo son λ_{opt} y $C_{P_{max}}$. Se persigue sacar el máximo provecho del aire a bajas velocidades. La velocidad de giro Ω va aumentando con V y el ángulo de paso de la pala θ_C se mantiene constante e igual al óptimo.
2. $V_{N0} < V \leq V_{out}$: Una vez alcanzada la potencia nominal (para la velocidad nominal sin restricción, V_{N0}), se mantiene la velocidad de giro constante, siendo por tanto necesario cambiar el ángulo de paso, lo cual obliga a λ a disminuir (aumenta U_∞ y $\Omega = cte$), apartándose de su valor óptimo.

El **segundo caso** (con limitación por ruido), a diferencia del anterior, consta de tres tramos:

1. $V_{in} \leq V \leq V_{\Omega_N}$: Idéntica al caso anterior, salvo que la limitación dada por $(\Omega R)_{NL}$ obliga a limitar la velocidad de giro al valor $\Omega_N (\leq \Omega_{N,NL})$, que proporciona V_{Ω_N} .
2. $V_{\Omega_N} < V \leq V_N$: Tramo en el cual ya se ha limitado la velocidad de giro (constante), el ángulo de paso también sigue siendo constante e igual al óptimo, y donde λ varía (deja de ser óptima y se hace más pequeña) con la velocidad del viento V .
3. $V_N < V \leq V_{out}$: Al alcanzar la potencia nominal (a velocidad de giro constante), se varía el ángulo de paso θ_C . λ sigue disminuyendo con V .

Tras descartarse la opción de radio impuesto por la limitación por ruido, sólo queda la opción de la limitación de la velocidad de giro. El tramo de la curva de potencia que quedaría afectado sería el correspondiente al punto 2 del segundo caso. Se cumple que:

$$\frac{P}{\eta_e \eta_m \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3} - C_P \left(\frac{\Omega_N R}{V}, \theta_C = \theta_{C_{opt}} \right) = 0 \quad (5.6)$$

y, al mantenerse $\theta_C = cte$ y $\Omega = \Omega_N = cte$, siendo $\lambda = \frac{\Omega R}{V}$, la ecuación representa una superficie función de las variables V , R y P . Para la velocidad nominal (aquella a la que alcanza P_N) se cumple que:

$$f(R, V_N, (\Omega R)_{NL}) = \frac{P_N}{\eta_e \eta_m \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_N^3} - C_P \left(\frac{(\Omega R)_{NL}}{V_N}, \theta_C = \theta_{C_{opt}} \right) = 0 \quad (5.7)$$

Sea $K_V = \frac{V_{\Omega_N}}{V_N}$, la función también se puede representar de la forma $R = f_1(K_V, V_N)$. Particularizando para el radio máximo y mínimo dado por la potencia específica (intersección de la superficie con dos planos paralelos) queda una región entre los planos en la cual los radios son tecnológicamente factibles. Si se proyectan los cortes de la superficie con planos $R = cte$ sobre el plano $((\Omega R)_{NL}, V_N)$, se obtienen las curvas de nivel para el radio. Mediante las figuras 5.8-5.10 (páginas 71-72) ya se puede obtener una estimación sobre los posibles radios a elegir, los cuales deben cumplir con la limitación por ruido. Se realizan los cálculos para las palas 1, 3 y 5 (cuyos valores de λ_{opt} y C_P cubren un amplio rango) para así poder tomar una decisión sobre qué pala se debe elegir para los estudios posteriores.

Se puede comprobar como la zona factible (entre los radios 64 m y 49,2 m) apenas intersecta con la limitación por ruido para la pala 5, mientras que para las palas 1 y 3 queda bastante lejos. Para la pala 5 se pueden elegir radios hasta 62 m, con los inconvenientes que conlleva: velocidades nominales altas y factor de capacidad bajo. Para cumplir con unos mínimos de producción de energía (supóngase

un valor razonable un $FC = 0,25$), se debe apostar por radios superiores a 78 m para las dos primeras, y a 75 m para la 5.

Las figuras 5.11-5.13 (páginas 73-74) muestran las curvas de nivel del coste de la energía⁵ (*Cost of Energy (COE)*), las cuáles proporcionan unos valores aproximados de lo que costaría la energía según los parámetros seleccionados. Habiéndose calculado, al igual que para R y FC , las curvas para las palas 1, 3 y 5, se ha comprobado que para la zona de menor coste de la energía, las diferencias son mínimas (apenas varían en la milésima parte). Estos valores, por tanto, no decantarán el uso de una u otra pala en base únicamente al *COE* debido a que estas estimaciones no son demasiado fiables y certeras. Están basadas, para aerogeneradores de potencias superiores a 2 MW, en diseños conceptuales, y muchas funciones de escala empleadas siguen una ley cúbica. Esto es lo que se esperaría para tecnologías que no sufriesen innovaciones en diseño a medida que aumentan de tamaño, no debiéndose tomar como un estudio de optimización, sino de limitación. Así los diseñadores se verían obligados a encontrar maneras de evitar las barreras tecnológicas que pudiesen aparecer.

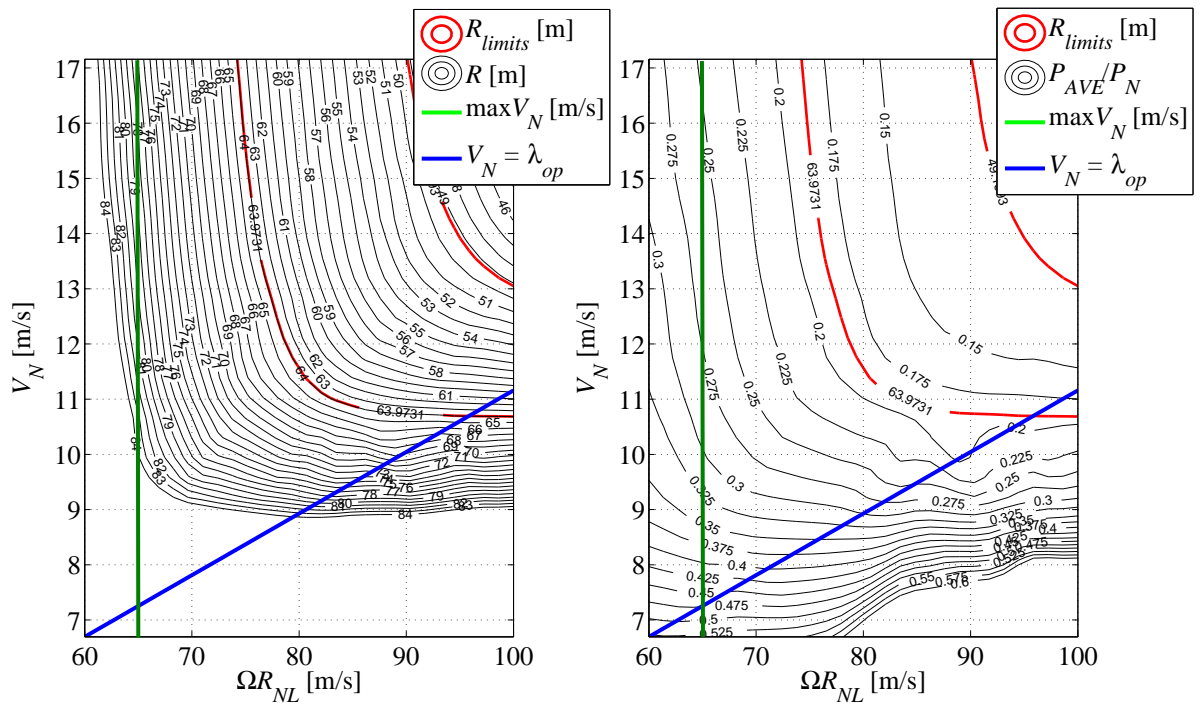
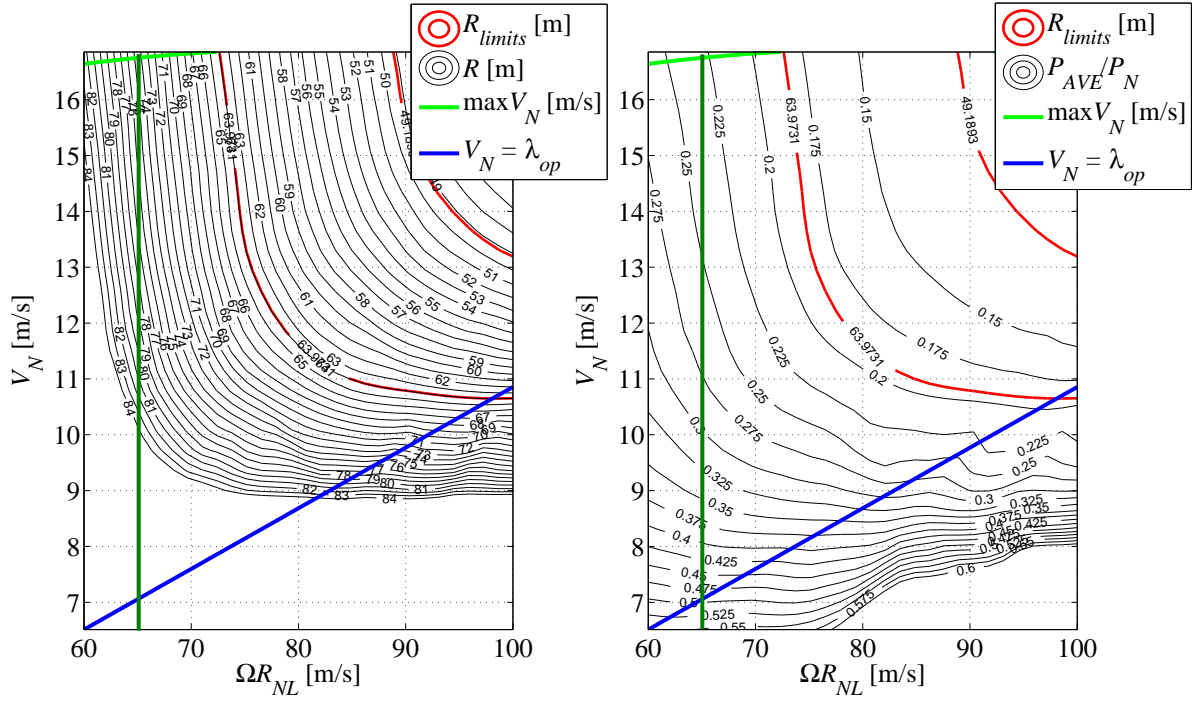
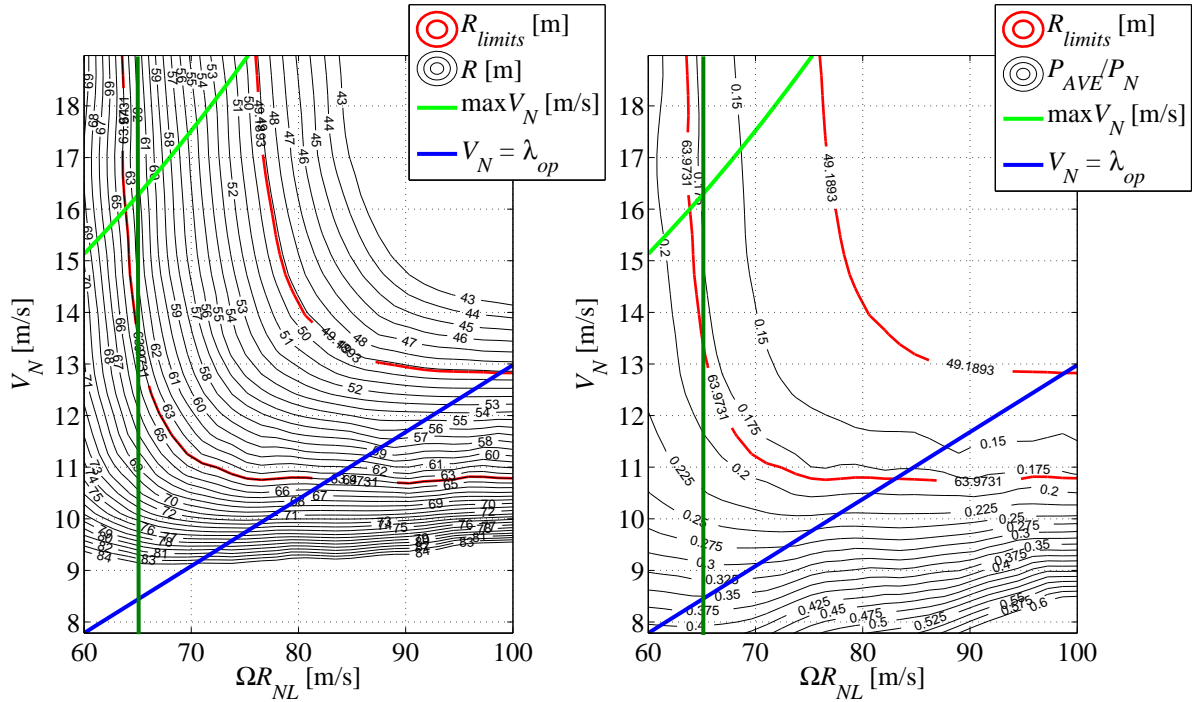


Figura 5.8: Curvas de nivel para R y FC ($\Omega R_{NL} = 65$ m/s) (Pala 1)

⁵Para más información, se recomienda ver el Capítulo 11

Figura 5.9: Curvas de nivel para R y FC ($\Omega R_{NL} = 65$ m/s) (Pala 3)Figura 5.10: Curvas de nivel para R y FC ($\Omega R_{NL} = 65$ m/s) (Pala 5)

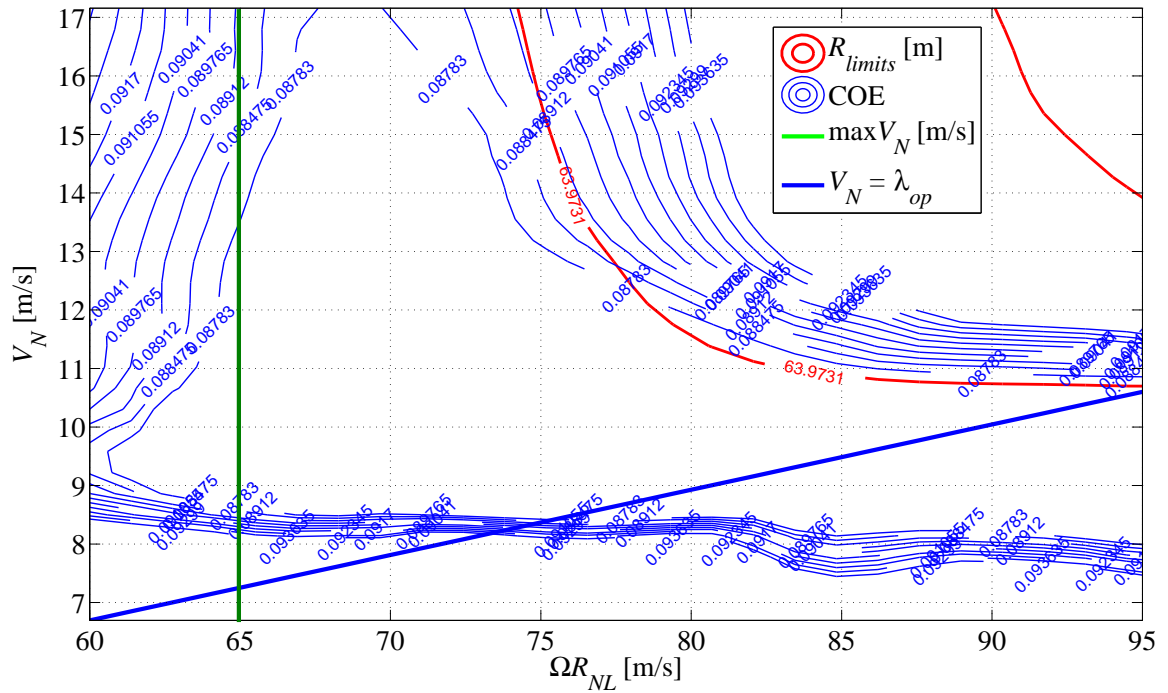


Figura 5.11: Curvas de nivel para COE (Pala 1)

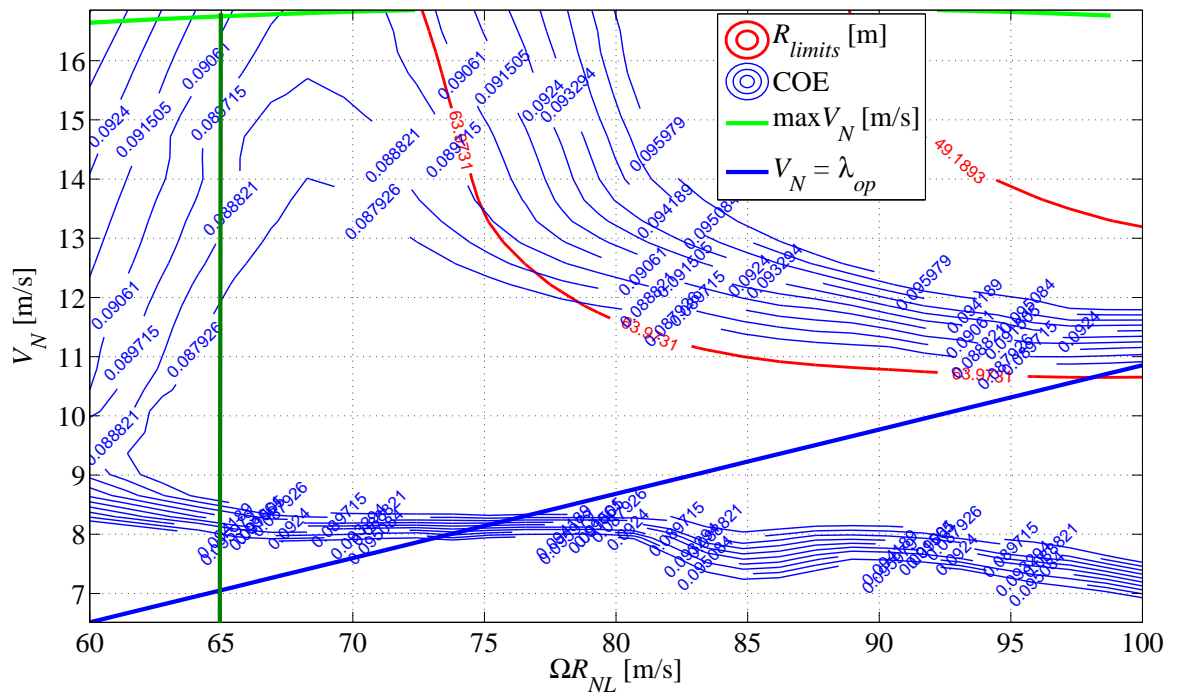


Figura 5.12: Curvas de nivel para COE (Pala 3)

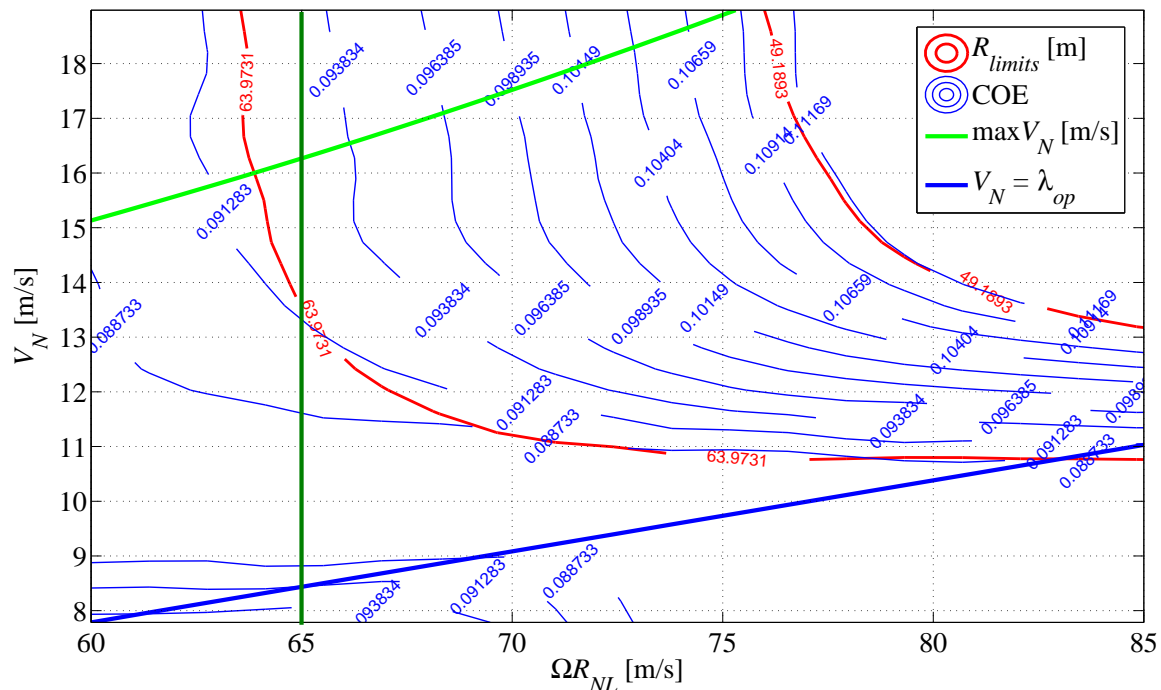


Figura 5.13: Curvas de nivel para COE (Pala 5)

Tras comparar tanto las figuras 5.8-5.10 como 5.11-5.13 se llega a las siguientes conclusiones:

- ▷ El parámetro que se considerará como prioritario es el de factor de capacidad (*FC*), que se tomará superior a 0,25 para asegurar un mínimo de producción energética razonable, y que queda dentro de la zona de *COE* mínimo.
- ▷ Los radios mínimos, obligados por esa imposición, serán de más de 76 m para la pala 5 y de más de 78 m para la 1 y la 3.
- ▷ Las restricciones constructivas, que se estudiarán más adelante, se tienen en cuenta a través de la imposición de un radio máximo (superior al de potencia específica mínima) que, en principio, se desconoce si será viable. Se impone como cota superior un radio de 84 m, que proporcionaría un factor de capacidad de 0,3.
- ▷ Por asumir una decisión conservadora, **se optará finalmente por 80 m**, intermedio entre ambas consideraciones.
- ▷ Comprobando las figuras para las tres palas en estudio, se observa que todas rondan el factor de capacidad 0,275. Sin embargo, la pala cuya velocidad nominal es más baja será la elegida. Esta decisión viene influenciada por la función de Weibull, cuya velocidad media y de máxima probabilidad es bastante inferior a la velocidad nominal. Por tanto, **a partir de este momento la pala que se estudiará, exclusivamente, será la pala 5.**
- ▷ Se comprobará más adelante que la decisión de tomar un radio tan elevado supondrá un inconveniente a la hora de estimar costes y masas, pero en cambio, esto resultará en una alta productividad energética.

La siguiente tabla recoge los datos significativos de la pala 5, así como FC y H_{eq} para el radio seleccionado:

Tabla 5.1: Datos significativos para *TESTBladeDaniel05dat* con $R = 80$ m

V_N (m/s)	K_V	V_{Ω_N} (m/s)	FC	H_{eq} (h)	AEP (kWh/año)
9,37	0,90	8,44	0,280	2452	$1,1034 \cdot 10^7$

NOTA: Para las palas 1-4 también se obtuvieron los valores de FC , resultando menores (figura 5.32).

La pala, una vez conocido el radio, se puede dimensionar, quedando la distribución de cuerdas de la siguiente forma:

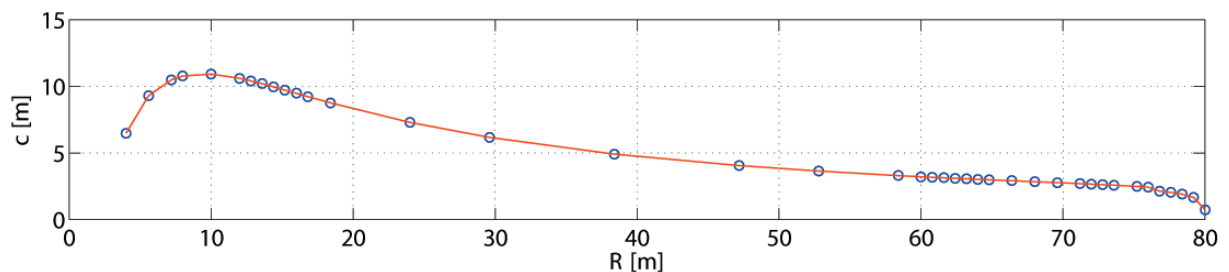


Figura 5.14: Distribución de cuerdas de la pala 5

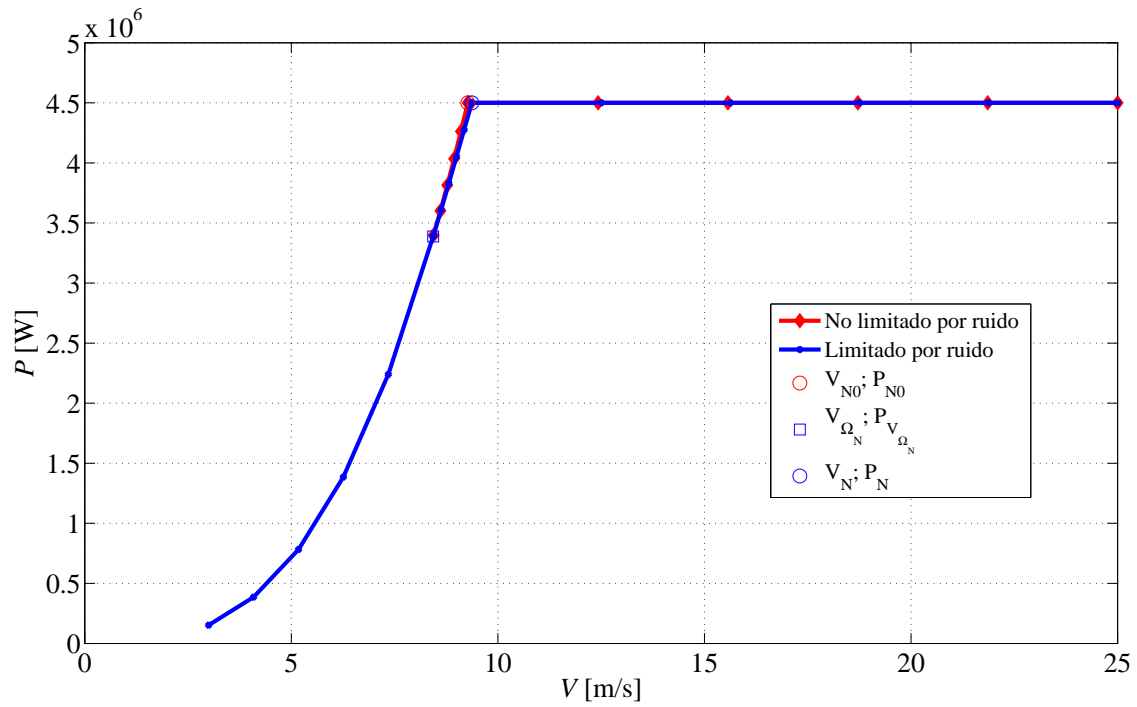
5.3. Actuaciones

5.3.1. Curva de potencia

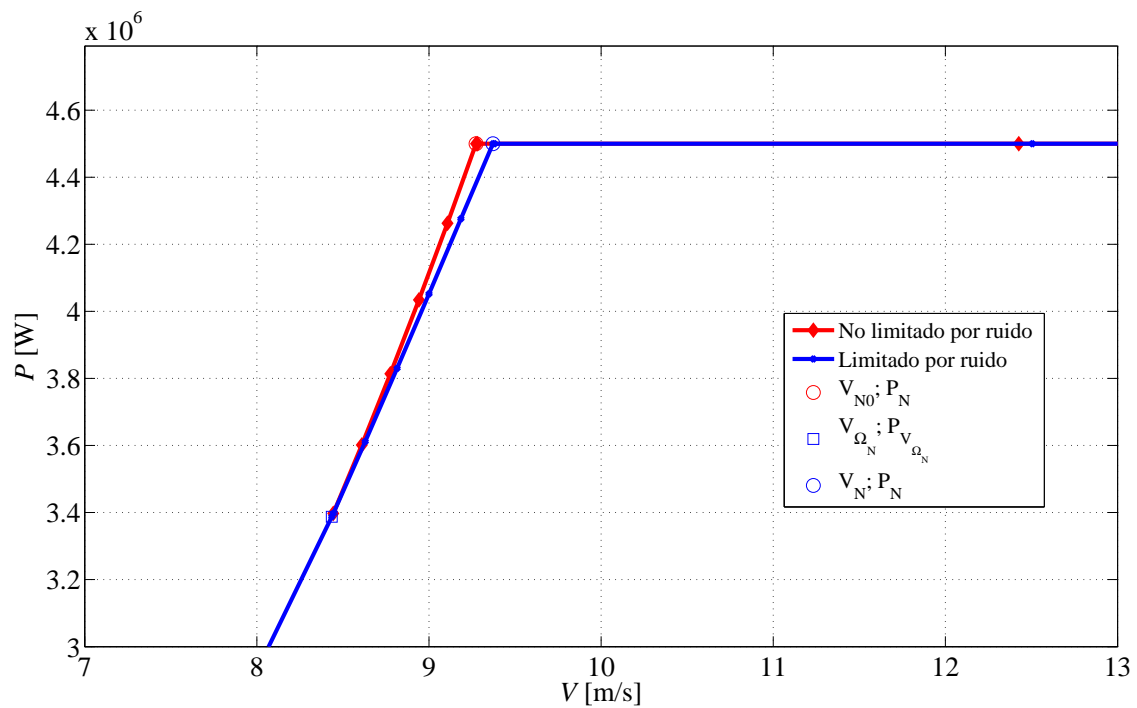
Una vez se han determinado los parámetros fundamentales de funcionamiento del rotor y el tamaño de la pala, se procederá a calcular la curva de potencia, la cual fue descrita en el apartado anterior, y que para este caso consta de tres tramos. La figura 5.15 muestra tanto la curva de potencia sin limitación por ruido de punta de pala como la curva con limitación.

Destacan los siguientes puntos, cuyos valores se presentan en la tabla 5.2:

- ▷ V_{N0} : velocidad nominal sin limitación por ruido.
- ▷ V_N : velocidad nominal con limitación por ruido.
- ▷ $P_{N0} = P_N$: potencia nominal, igual sin y con limitación, y dato de partida del aerogenerador en estudio.
- ▷ V_{Ω_N} : velocidad del viento a partir de la cual la velocidad de giro se mantiene constante.
- ▷ $P_{V_{\Omega_N}}$: potencia a la cual la velocidad de giro se mantiene constante.



(a) Curva de potencia (visión global)



(b) Curva de potencia (zoom en tramo corregido por limitación por ruido)

Figura 5.15: Curvas de potencia del aerogenerador (casos con y sin limitación por ruido)

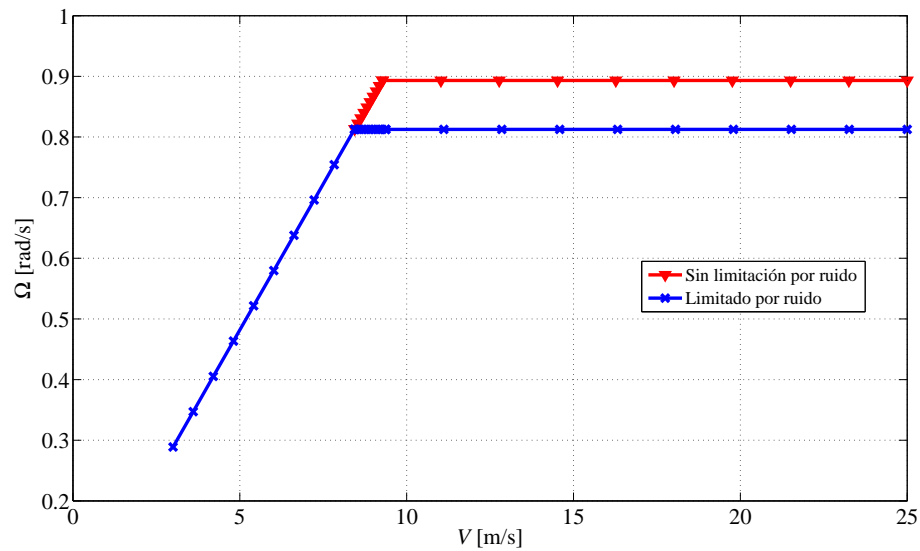
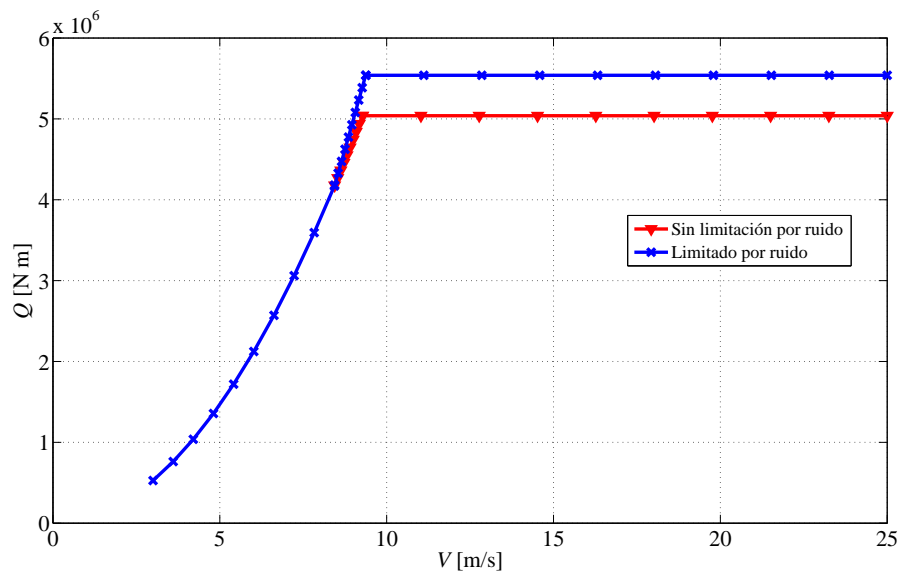
Tabla 5.2: Valores numéricos de los puntos característicos de la curva de potencia

Ω_{N0} (rad/s)	V_{N0} (m/s)	Ω_N (rad/s)	V_N (m/s)	V_{Ω_N} (m/s)	$P_N = P_{N0}$ (MW)	$P_{V_{\Omega_N}}$ (MW)
0,893	9,27	0,813	9,37	8,44	4,5	3,387

Ω_{N0} : velocidad angular del rotor sin limitación, para P_{N0} .

Ω_N : velocidad angular del rotor con limitación, para $P_{V_{\Omega_N}}$.

La figura 5.16 muestra cómo varía tanto la velocidad angular como el par a medida que crece la velocidad del viento. En ella se aprecia que la velocidad de giro del rotor es menor con la limitación, y por consiguiente, al necesitar de un dispositivo que mantenga constante esa velocidad, el par aumenta hasta que la potencia llega a su nominal, a partir del cual se mantiene constante.

(a) $\Omega - V_N$ (b) $Q - V_N$ Figura 5.16: Variación de la velocidad angular (a) y del par (b) con V_N

5.3.1.1. Análisis posteriores

Se procederá en este apartado a analizar las influencias que tienen los parámetros sobre el comportamiento de la **pala elegida**. En primer lugar, se varían los parámetros de Weibull para apreciar los efectos que tienen sobre las curvas de factor de capacidad (las curvas de horas equivalentes son similares, dado que son proporcionales al FC):

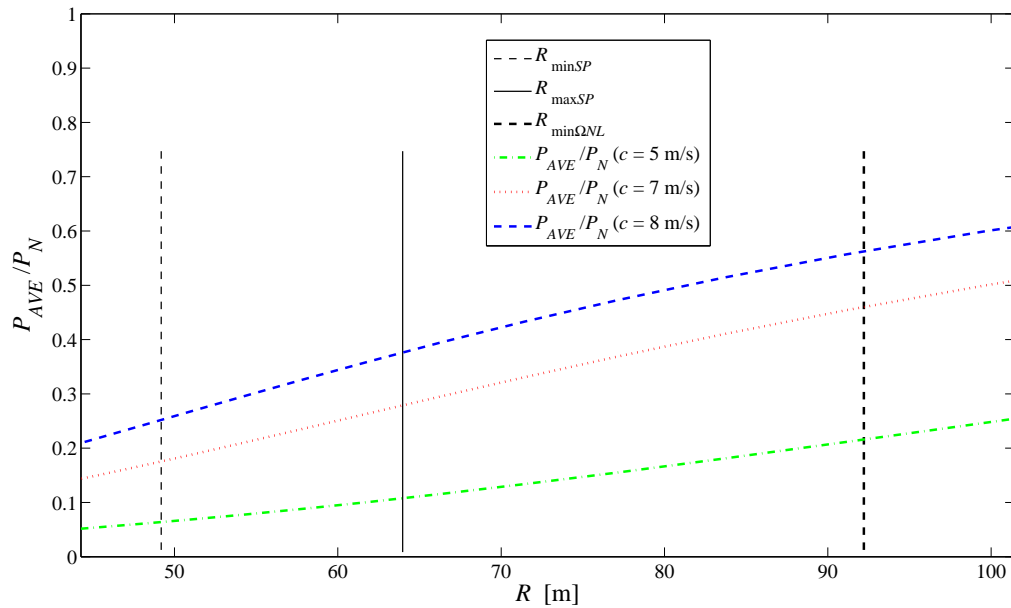


Figura 5.17: Variación de FC con el parámetro de escala de la función de Weibull (c) para $k = 2,5$

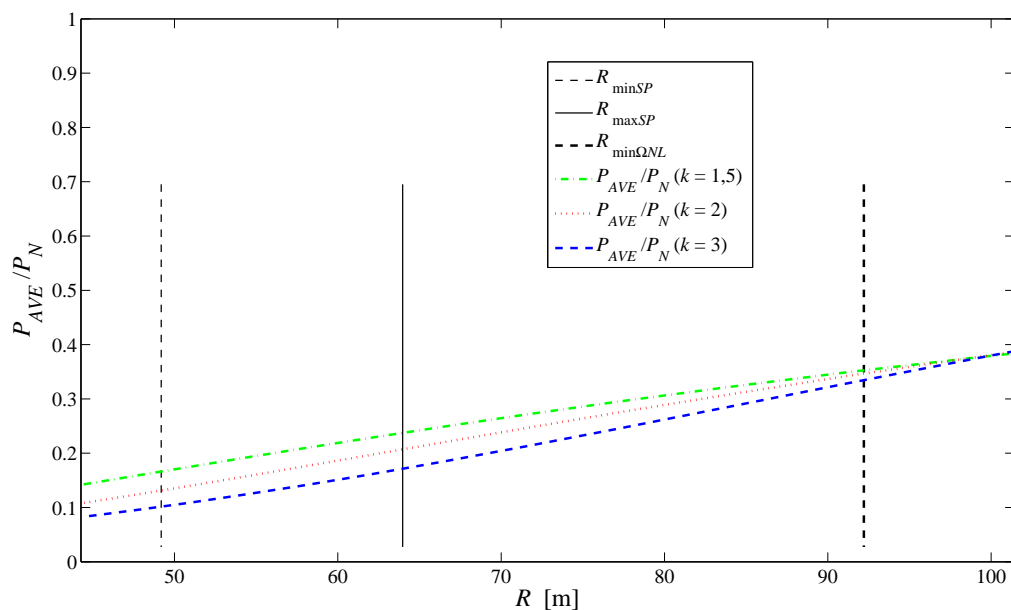


Figura 5.18: Variación de FC con el parámetro de forma de la función de Weibull (k) para $c = 6$ m/s

Al **aumentar el factor de escala**, la **curva de FC sube**. Como se había visto en la Sección 3.4.1.1, aumentar c significa aumentar la velocidad media de la función de probabilidad de Weibull así como la velocidad de máxima probabilidad. Mayores valores de velocidad junto con mayor probabilidad para esos valores implica mayor energía cinética del viento, por tanto el aerogenerador puede extraer más energía en el mismo tiempo, lo que hace que la potencia media anual se incremente y, por tanto, el factor de capacidad. La figura 5.19 muestra la variación de las funciones de Weibull (de densidad y acumulada) con c .

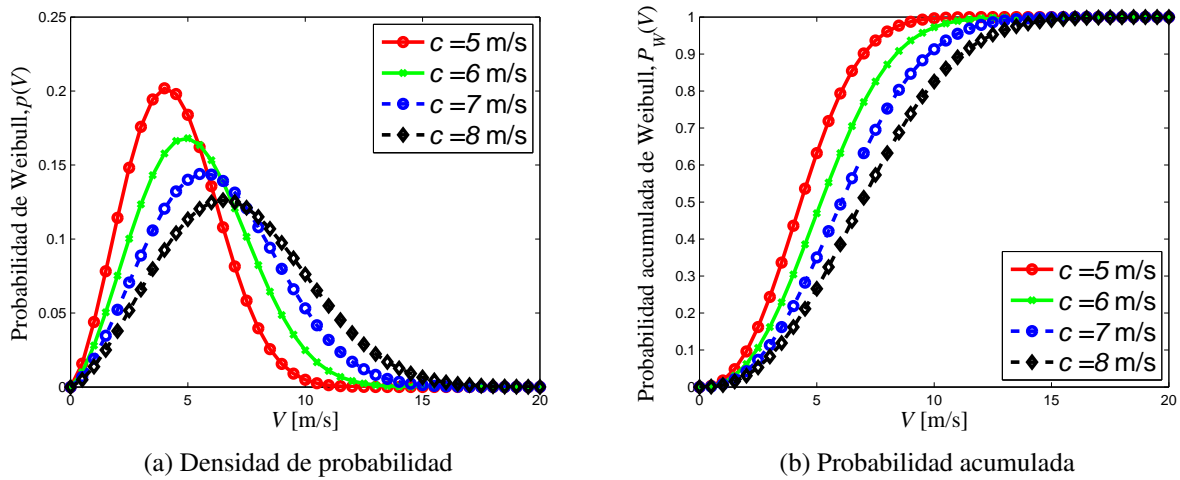


Figura 5.19: Variación de las funciones de Weibull con c ($k = 2.5$)

En cuanto al parámetro k , su efecto es el de desplazar la moda (valor de mayor probabilidad) hacia valores más altos de velocidad y a su vez concentrar estos valores alrededor de dicho valor. La figura 5.20 muestra la variación de las funciones de Weibull (de densidad y acumulada) con k .

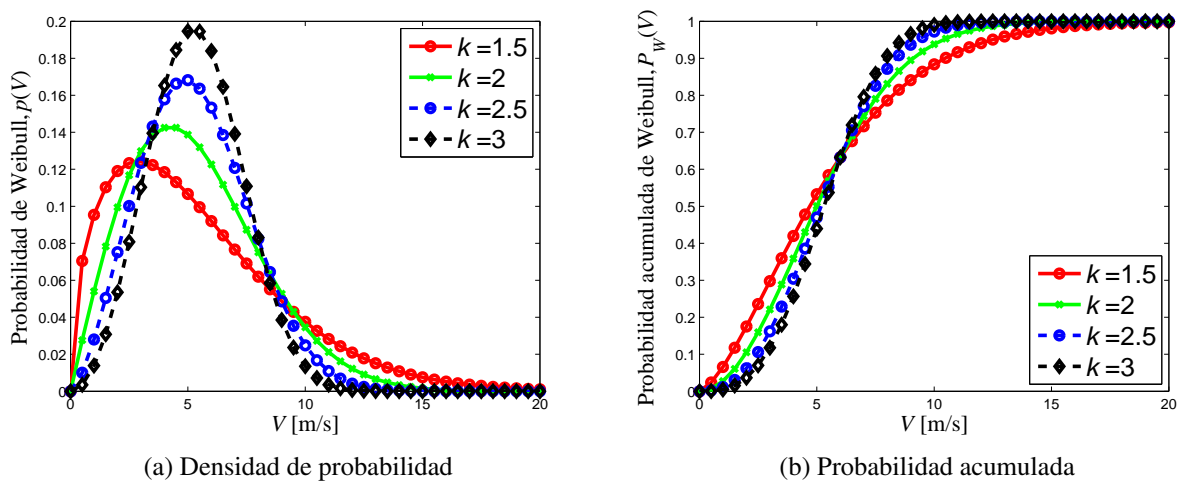


Figura 5.20: Variación de las funciones de Weibull con k ($c = 6$ m/s)

Se observa en la figura 5.18 cómo a medida que **aumenta** k la **curva de FC baja**, pero ocurre en mayor medida para radios bajos.

A continuación se muestran las curvas de nivel de FC y de COE para variaciones de c y k :

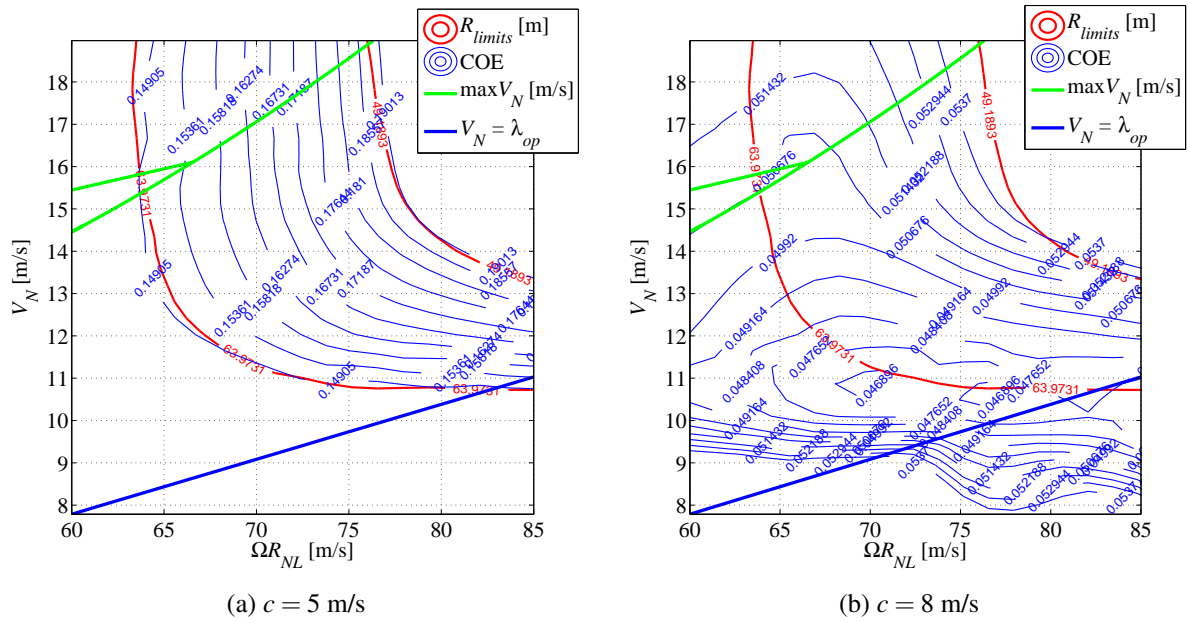


Figura 5.21: Variación de las curvas de nivel de COE para diferentes valores de c ($k = 2, 5$)

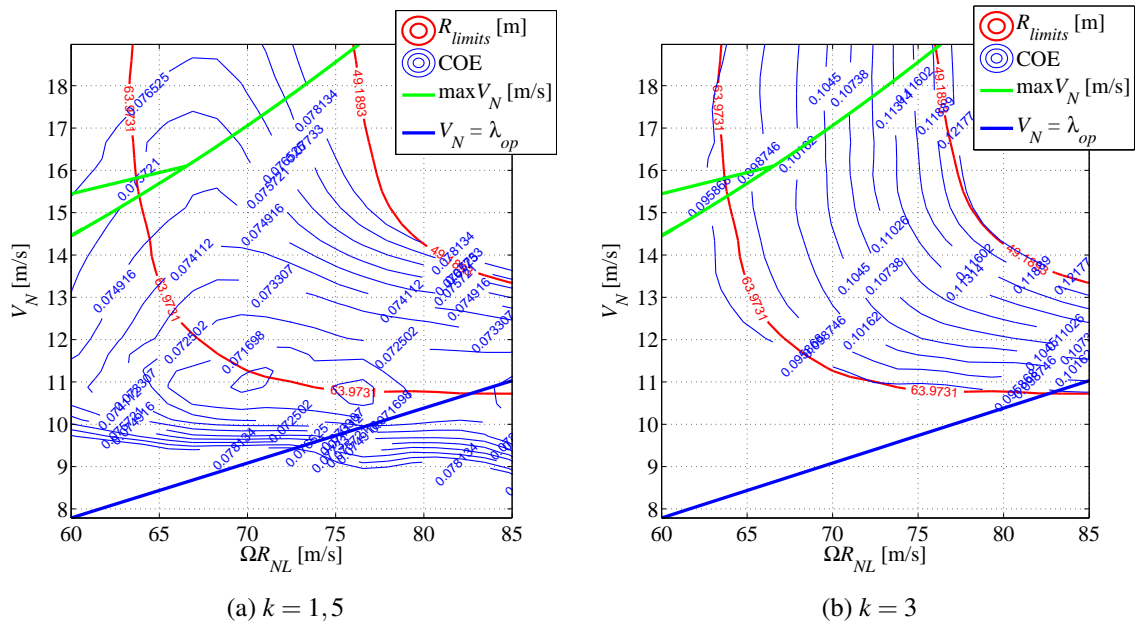
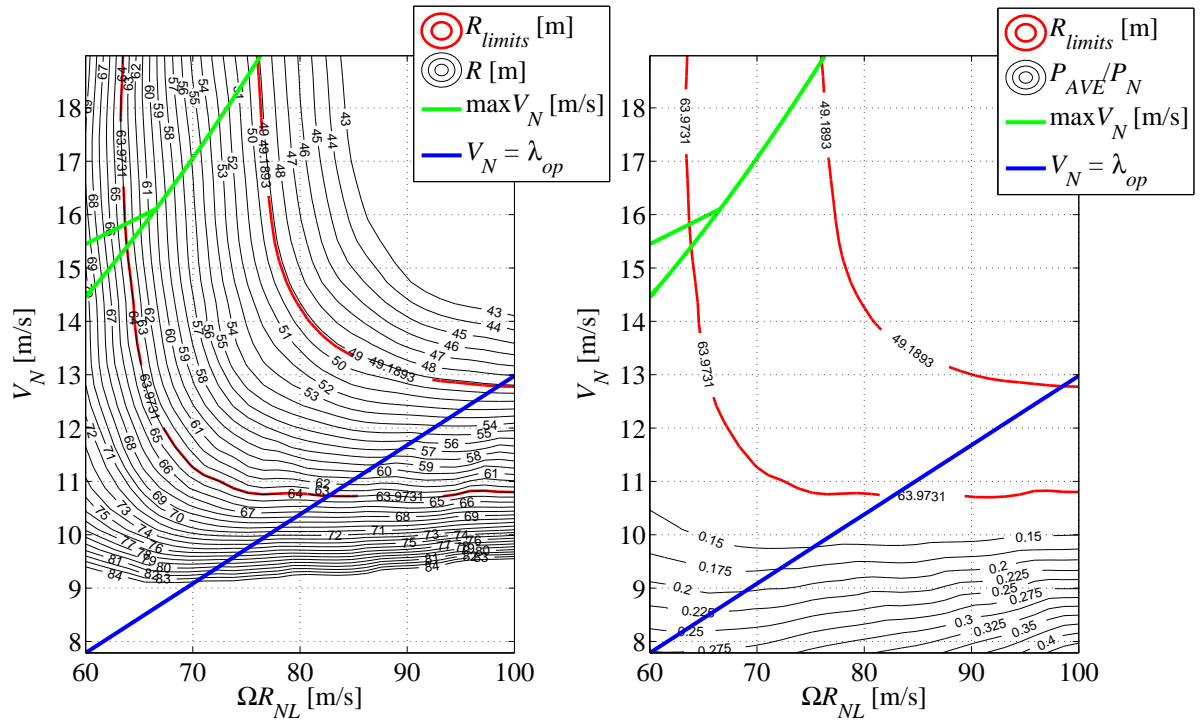
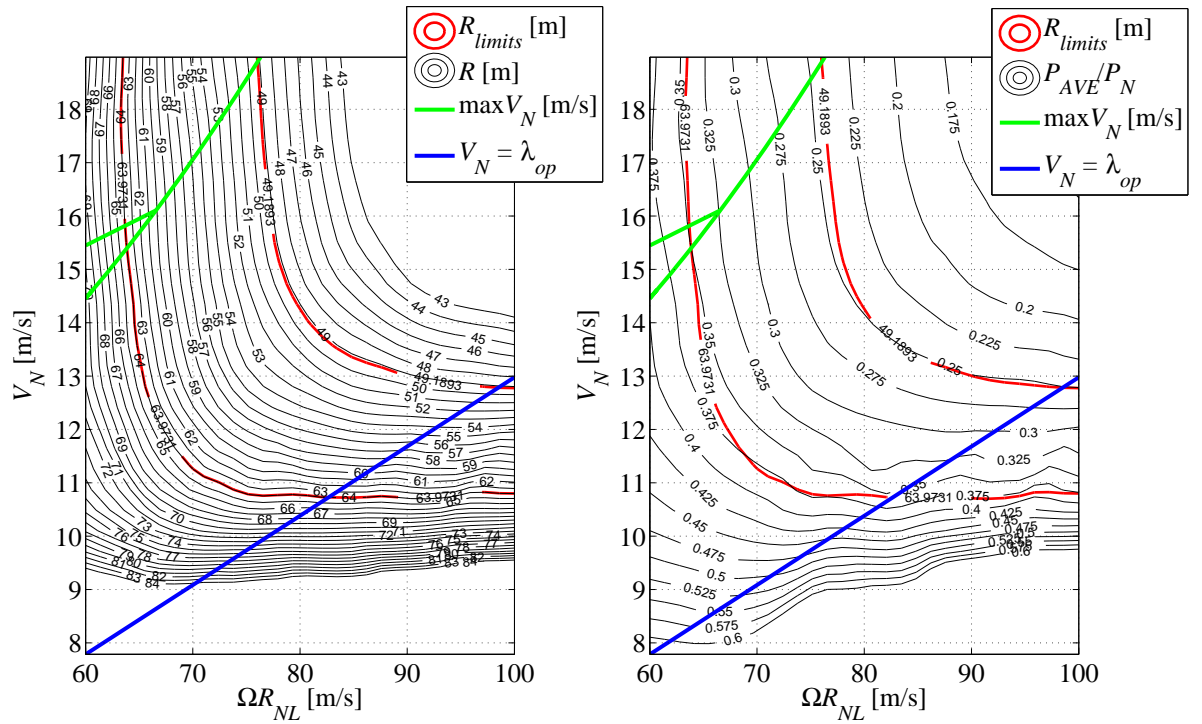
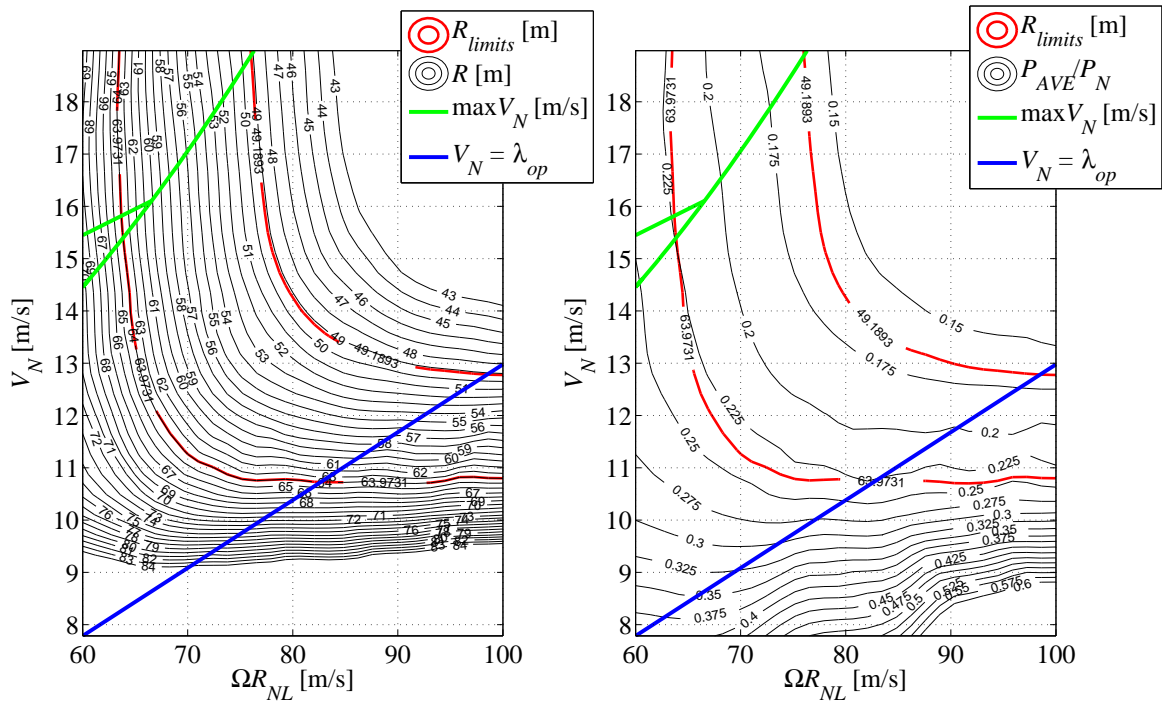
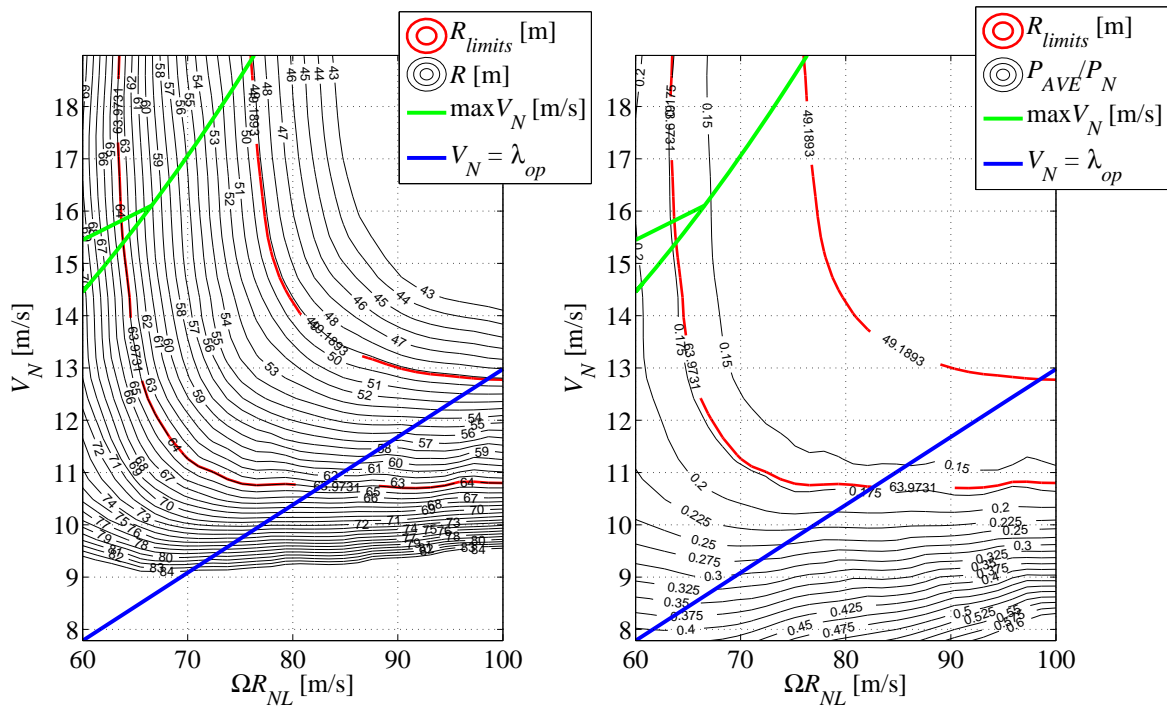


Figura 5.22: Variación de las curvas de nivel de COE para diferentes valores de k ($c = 6$ m/s)

(a) $c = 5 \text{ m/s}$ (b) $c = 8 \text{ m/s}$ Figura 5.23: Variación de las curvas de nivel de FC para diferentes valores de c ($k = 2, 5$)

(a) $k = 1,5$ (b) $k = 3$ Figura 5.24: Variación de las curvas de nivel de FC para diferentes valores de k ($c = 6$ m/s)

Al igual que las curvas anteriores, se ve la variación del FC tanto con c como con k . En cuanto a las curvas de nivel de COE , un aumento de c , para la velocidad nominal y el radio elegidos con anterioridad, implica una disminución drástica del COE . El parámetro k afecta de la misma manera que c , aunque se observa una variación posicional de la zona de menor COE respecto de los resultados originales, siendo para $k = 1,5$ necesaria una velocidad nominal más elevada para mínimo coste.

Lo siguiente que se comprobará es cómo varía el factor de capacidad para distintos valores de v_{in} y v_{out} . Como se observa, y debido al perfil de vientos en estudio, las variaciones con v_{in} son relativamente notorias, mientras que para v_{out} apenas son apreciables, siendo de un orden muy inferior al caso de v_{in} . Esto se debe a que a altas velocidades apenas hay probabilidad de viento (casi nulo), y no incide en una cantidad suficiente sobre el FC. En cambio, a bajas velocidades la probabilidad es bastante alta, sin embargo la generación de electricidad dista en exceso de su valor nominal y por ello la variación es pequeña (la producción depende del producto de la potencia generada para una cierta velocidad del viento por su probabilidad).

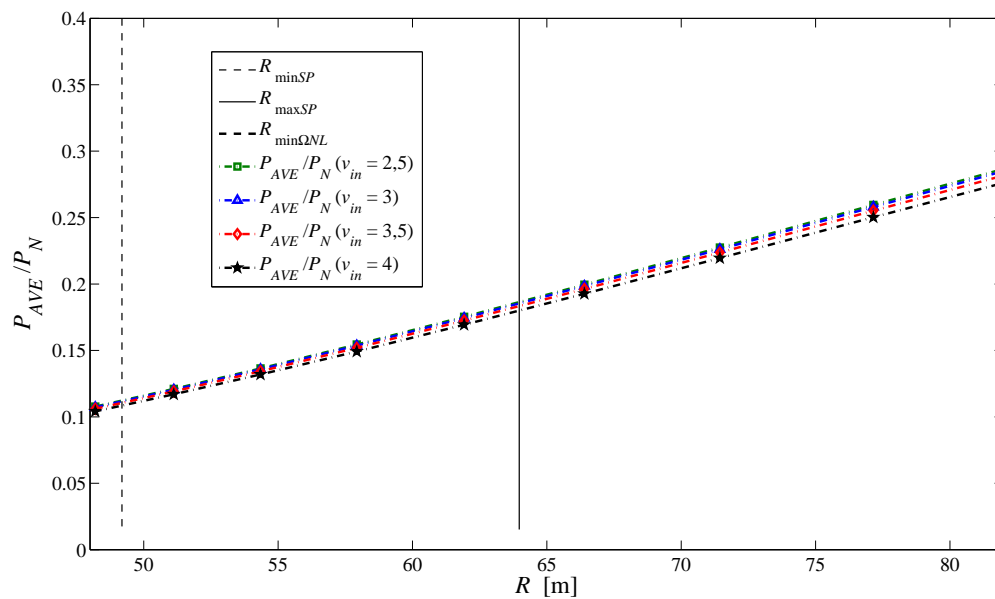


Figura 5.25: Variación de FC con la velocidad de entrada v_{in}

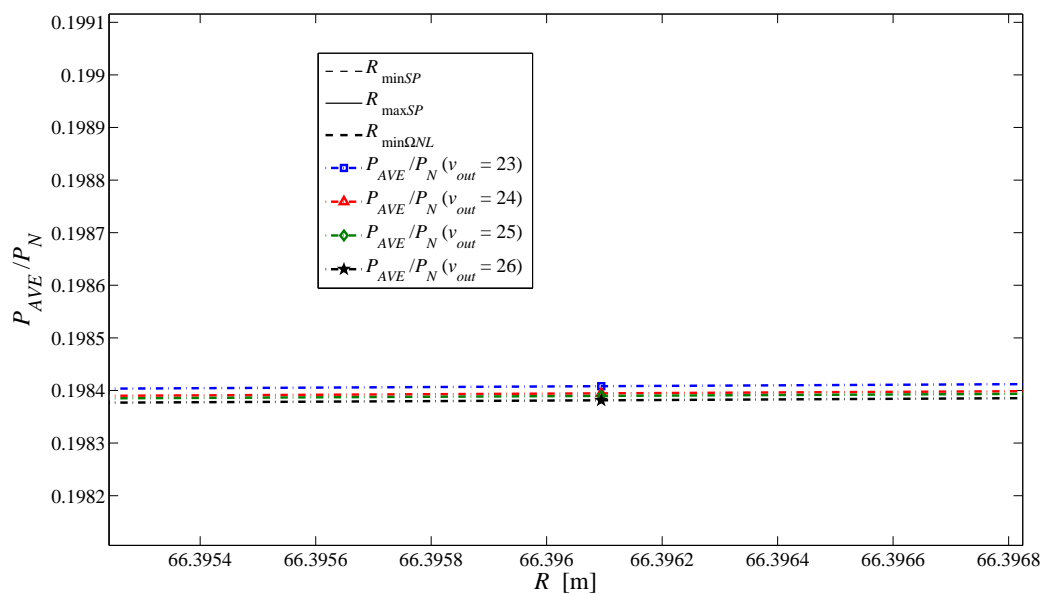


Figura 5.26: Variación de FC con la velocidad de corte v_{out}

Se probaron diferentes tamaños de pala para comprobar los efectos que ésta tenía en la curva de potencia (la velocidad angular límite por ruido es obvio que disminuye al aumentar el radio, dado que la velocidad de punta de pala debe permanecer constante: Velocidad de punta de pala = $(\Omega R)_{NL} = \Omega_N R$) y, para aquellos casos más restrictivos, se vio el efecto que tiene la limitación por ruido en dicha curva (figuras 5.27 y 5.30).

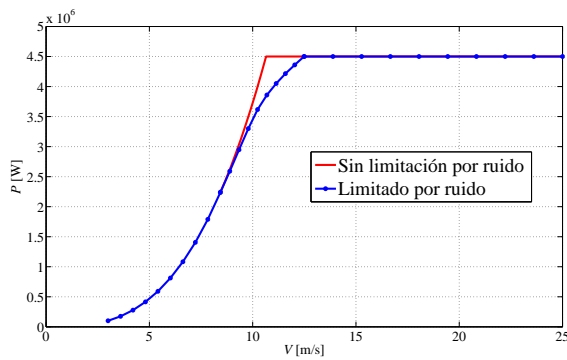
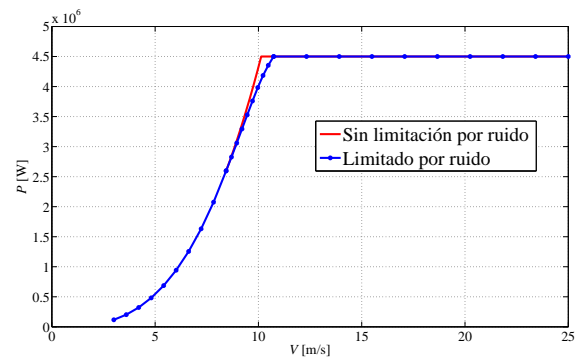
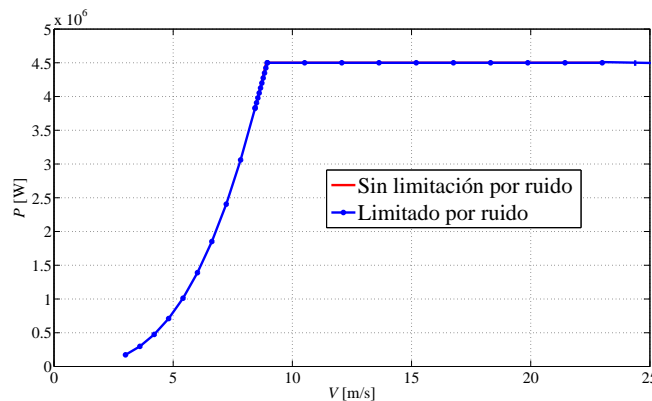
(a) $R = 65$ m(b) $R = 70$ m(c) $R = 85$ m

Figura 5.27: Curva de potencia para diferentes radios

La limitación por ruido modifica considerablemente la curva de potencia para radios bajos, desplazándola hacia la derecha y retrasando la velocidad nominal. Esto tendrá un efecto considerable en el factor de capacidad, rebajándolo. Para radios mayores que 75 m el efecto de la limitación ya es apenas apreciable.

El factor de capacidad disminuye a medida que decrece el radio dado que el rotor capta menos energía del viento y que la limitación por ruido limita dicha extracción de energía para velocidades cercanas a la nominal. Las figuras 5.28 y 5.29 muestran la variación del factor de capacidad y de la energía anual extraída para cada velocidad del viento para diferentes tamaños de pala.

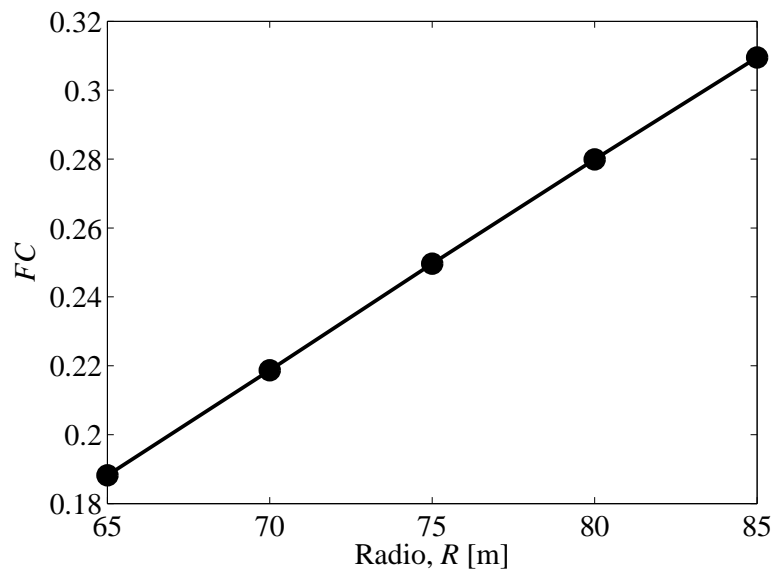
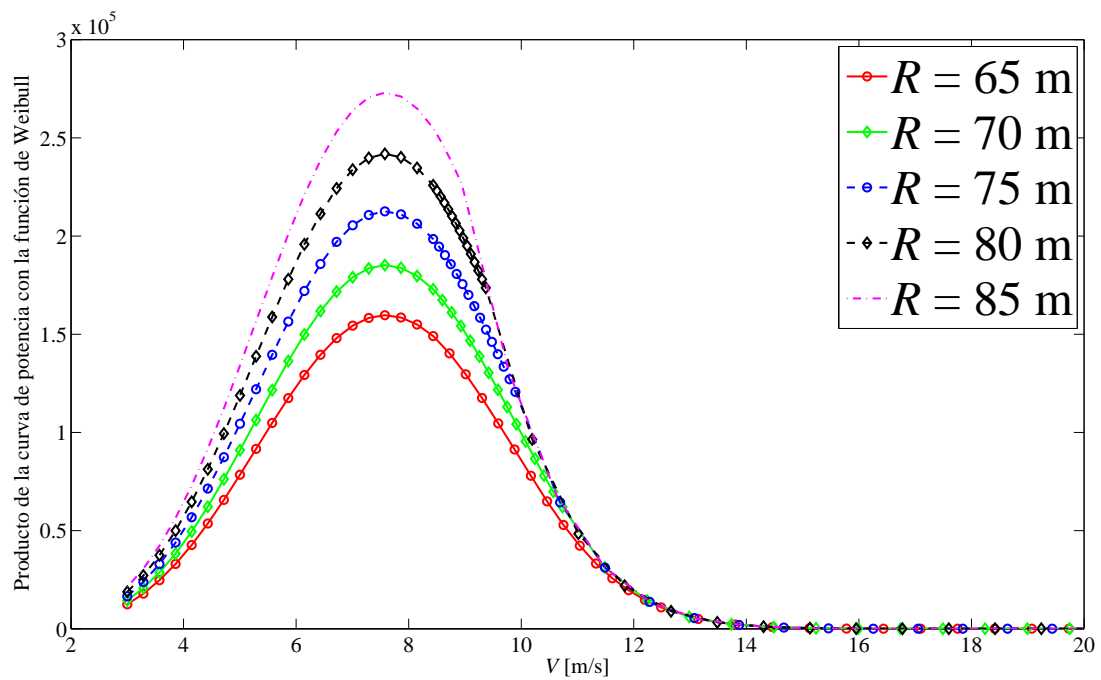
Figura 5.28: Variación del factor de capacidad (FC) con el radio

Figura 5.29: Energía anual extraída para cada velocidad del viento

Como se aprecia en la figura 5.30, una variación de la limitación por ruido a valores menos restrictivos casi elimina la penalización sobre la curva de potencia para un radio de 65 m. Esto se debe a que aumentar la velocidad de punta de pala para un mismo radio permite velocidades angulares mayores, que en este caso se acercan lo suficiente a la nominal sin limitación ($\Omega_N \sim \Omega_{N0}$) y por tanto, la velocidad nominal con y sin limitación también se asemejan ($V_N \sim V_{N0}$).

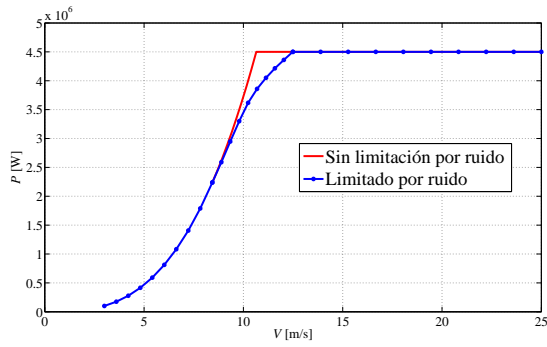
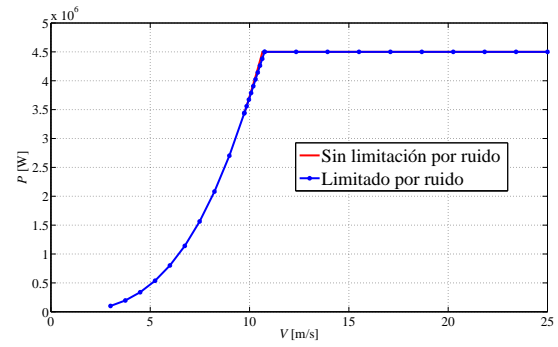
(a) $R = 65$ m, $(\Omega R)_{NL} = 65$ m/s(b) $R = 65$ m, $(\Omega R)_{NL} = 75$ m/s

Figura 5.30: Efecto de la variación de la limitación por ruido en la curva de potencia

Por último, se realizó un análisis con las palas diseñadas en la Sección 4.3 y se vio su efecto sobre el factor de capacidad considerando los datos iniciales y un tamaño de pala de 80 m. Se obtuvieron las gráficas siguientes:

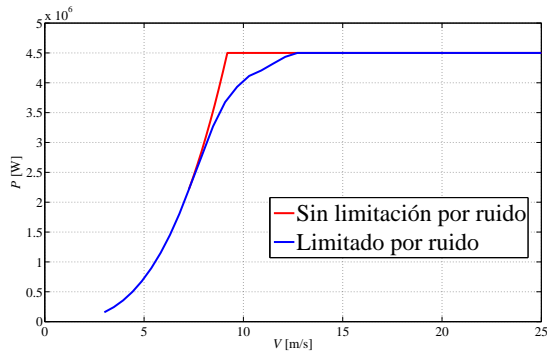
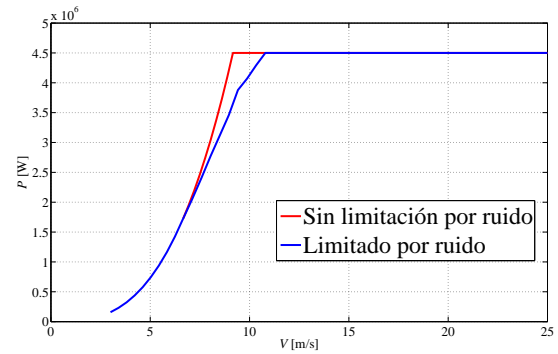
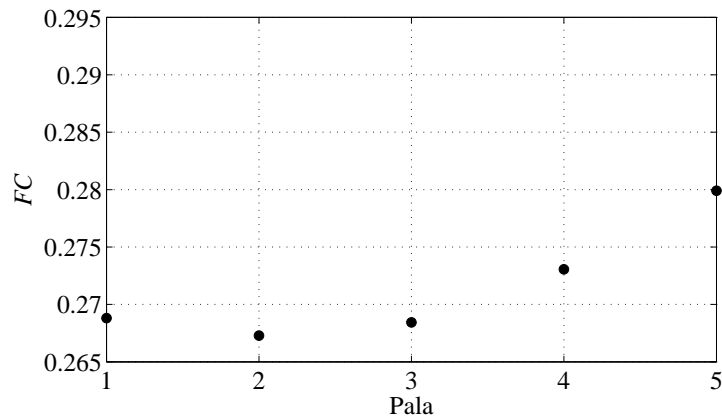
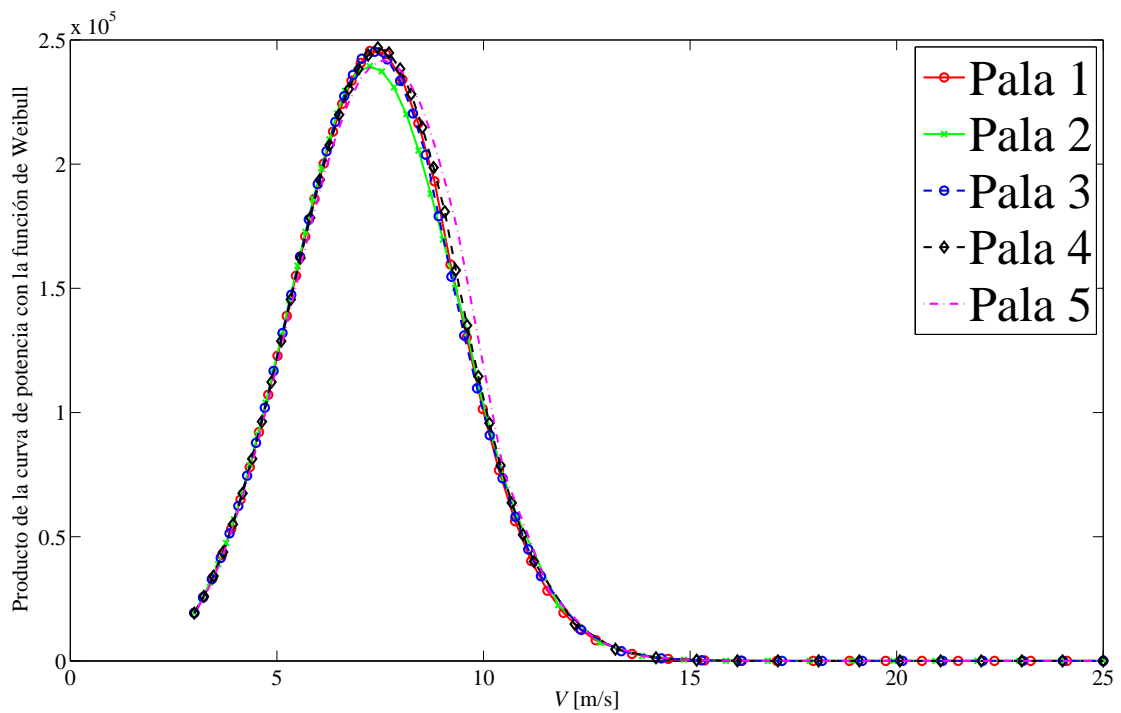
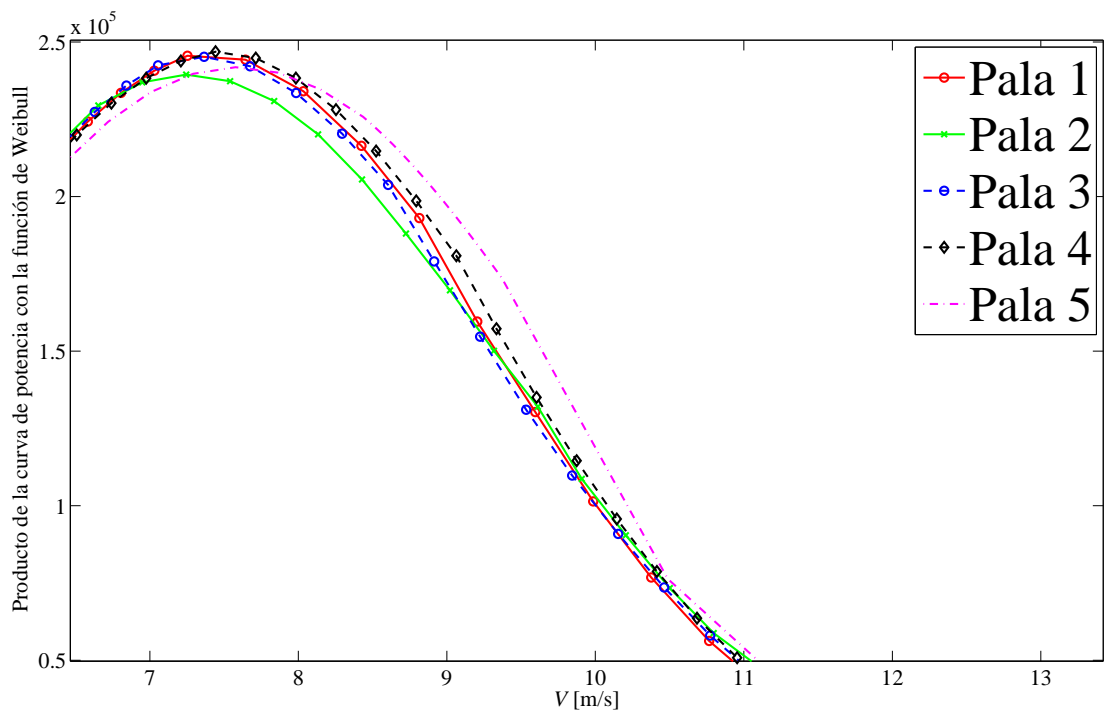
(a) Pala 1 ($\lambda_{opt} = 8,956$)(b) Pala 2 ($\lambda_{opt} = 9,771$)

Figura 5.31: Curvas de potencia para un radio de 80 m

Figura 5.32: Factor de capacidad para $R = 80$ m



(a) Curva completa



(b) Detalle alrededor de la zona de transición entre carga parcial y plena carga

Figura 5.33: Producto de la potencia por la probabilidad de Weibull para cada velocidad ($R = 80$ m)

A raíz de los resultados, se puede comprobar que para el tamaño de pala seleccionado se consigue mayor producción de energía mediante la pala seleccionada, ya que al evitar la penalización impuesta por la limitación por ruido logra extraer más potencia a velocidades cercanas a la nominal que el resto de palas.

Estos análisis han servido para sacar las siguientes **conclusiones previas al estudio de otros factores** importantes, como son el estudio de vibraciones, cargas y los estudios másico y económico:

- ▷ Los parámetros de Weibull empleados para el estudio son relativamente bajos, limitando en exceso la generación eléctrica a costes de energía competitivos. Ello significa que para rentabilizar un aerogenerador de semejante potencia se requiere de una mejor localización, en especial un mejor parámetro de escala c , pues este parámetro afecta en mayor cantidad que el de factor de forma k . En la figura 5.34 se aprecia que para vientos débiles, la potencia específica ronda valores de 300 W/m^2 para aerogeneradores existentes en el mercado, mientras que el caso en estudio ronda los 224 W/m^2 .

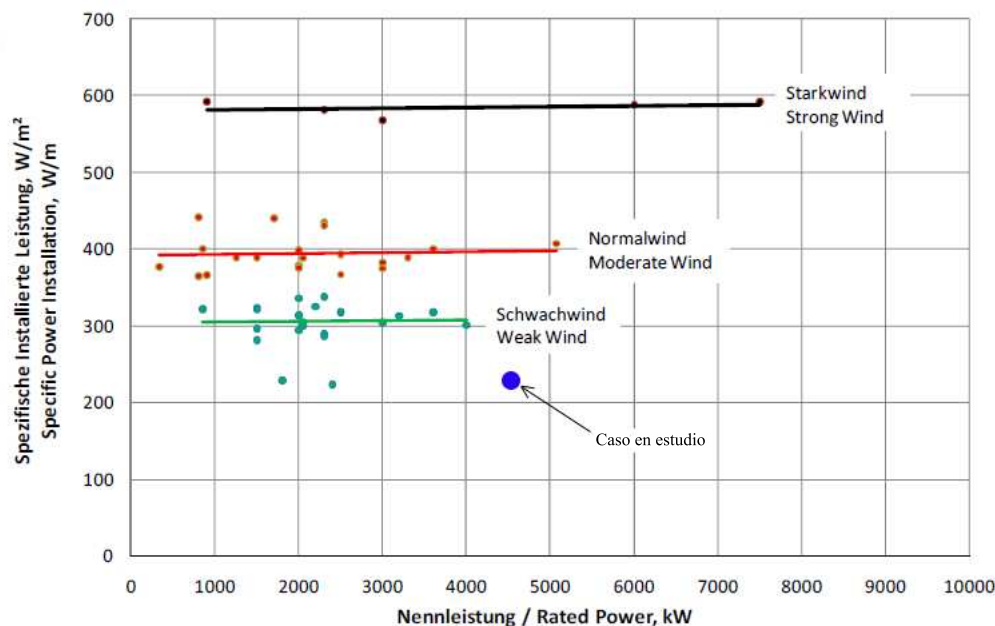


Figura 5.34: Tendencias para potencia específica (SP) según fuerza del viento

Fuente: Dewi Magazin N° 38, Febrero 2011

- ▷ Se debe intentar aprovechar la energía cinética del viento a bajas velocidades para optimizar mejor la extracción de energía del viento, aunque existen ciertos límites a dicha velocidad de arranque. En este estudio se ha optado por escoger la menor velocidad dada por aerogeneradores semejantes. La velocidad de corte, al apenas influir en el factor de capacidad se ha considerado igual al de los semejantes, evitando coger valores altos que pudiesen causar problemas en el estudio de cargas.
- ▷ En cuanto al radio, como se describió anteriormente, la elección se ha basado en el factor de capacidad. Se ha evitado la elección de un radio bajo precisamente por las limitaciones, tanto de viento como por ruido, que apenas ofrecían un valor de FC satisfactorio para llevar a cabo siquiera el estudio. Recientes estudios acerca de nuevos diseños de pala, denominados **STAR** (*Sweep Twist Adaptive Rotor*) podrían ayudar a reducir el tamaño del rotor debido a la mayor capacidad de captación de energía para emplazamientos con velocidades de viento bajas. Se calcula⁶ que podría aumentarse la captación de energía alrededor de 5-8% manteniendo las cargas invariables (conclusiones obtenidas para pala experimental de 27,1 m de longitud).

⁶Información: <http://windpower.sandia.gov/other/sweeptwist-ewec07.pdf>

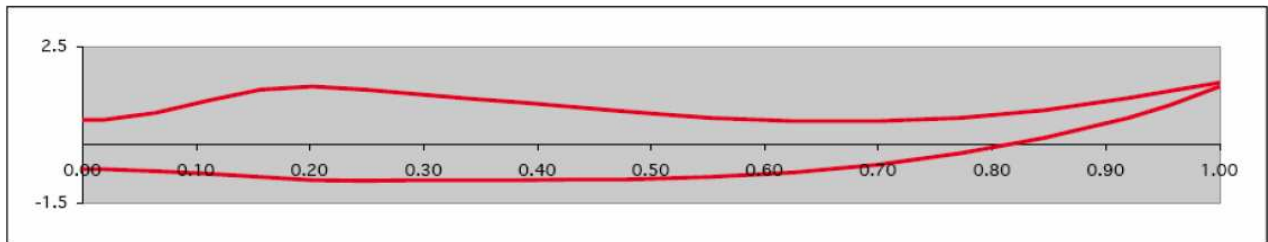


Figura 5.35: Pala con geometría en planta STAR

Fuente: Tom Ashwill & Gary Kanaby, *Sweep-Twist Adaptive Blade* (presentación en EWEC 07, Milan, IT)

- ▷ La limitación por ruido, bastante restrictiva en base a lo visto hasta ahora, es principalmente el factor que más ha influido en la curva de potencia. Se ha comprobado que un aumento de 10 m/s permitiría plantear radios de hasta 70 m sin grandes variaciones en la curva de potencia con y sin limitación. Sin embargo, se observa una ligera desviación hacia la derecha que tendrá efectos negativos en la capacidad. El problema radica en los bajos valores de los parámetros de Weibull, que a pesar de poder plantear radios mucho más pequeños, el factor de potencia sólo mejora en unas centésimas (pasa, para $R = 70$ m, de $FC = 0,2190$ para $(\Omega R)_{NL} = 65$ m/s a $FC = 0,2220$ para $(\Omega R)_{NL} = 75$ m/s), lo cual seguiría obligando a elegir radios más grandes si se desea cumplir con la condición de obtener un factor de capacidad mayor. Cabe destacar, como se vio en la figura 5.5, que un valor de 0,2 para el factor de potencia supone estar en la media española.
- ▷ La altura de la torre (y, en consecuencia, del eje del rotor) es un factor fundamental que en este estudio aerodinámico no se considera. Sabido es que a mayores alturas sobre el terreno, mayor es la velocidad del viento⁷ (por tanto, mayor su energía cinética). Para zonas con bajas velocidades de viento, poder disponer de un modelo implementado que dé un valor aproximado de la distribución de velocidades del viento en función de la altura respecto del terreno podría servir para mejorar los resultados hasta ahora logrados. No obstante, se supondrá que los valores de los parámetros de Weibull corresponden a la altura de torre y eje finalmente seleccionada más adelante.

5.3.2. Ley de control de paso estacionario

El tramo tres de la curva de potencia (aquel para el cual la potencia es la nominal y la velocidad angular del rotor constante) se caracteriza porque el ángulo de paso varía a medida que aumenta la velocidad del viento. Es por ello que se requiere de un sistema que haga variar dicho ángulo y una ley de control que suministre información acerca de cuánto se ha de variar según para qué velocidad de viento. Para lograrlo, existen dos formas:

- ▷ **Control por paso variable:** consiste en aumentar el ángulo de paso θ para reducir así el ángulo de ataque α de los perfiles, lo que implica una reducción de los valores de los parámetros aerodinámicos de perfil (especialmente la sustentación), con el fin de evitar altas cargas aerodinámicas sobre la pala y la torre y, además, mantener la velocidad de giro constante hasta la velocidad de corte v_{out} . Requiere de cambios de paso de hasta 35° para control de velocidad angular, y hasta de 90° para frenado aerodinámico. Puede ser individual para cada pala o colectivo. Incluso puede implementarse solamente en el 15 % externo de la pala, aunque sus desventajas⁸ desaconsejan su uso para el aerogenerador en estudio.

⁷Danish Wind Industry Association: <http://guidedtour.windpower.org/en/tour/wtrb/tower.htm>

⁸Pueden verse en Burton et al (2001), pág. 354.

- ▷ **Control por pérdida activa:** consiste en disminuir el ángulo de paso para aumentar el ángulo de ataque de los perfiles, llevándolos a situación de pérdida. Con ello se logra reducir las fuerzas aerodinámicas para mantener la velocidad de giro constante. Como se puede apreciar en la figura 4.14, esto supone un aumento de la resistencia aerodinámica que tendrá sus efectos tanto sobre las mismas palas como sobre la torre. Su principal desventaja radica en la dificultad de predecir comportamientos aerodinámicos con precisión en situaciones de pérdida, pero a cambio requiere de una variación mucho menor de cambio de paso que para paso variable (cerca de -6° para control de velocidad angular y alrededor de -20° para lograr frenado aerodinámico).

La figura 5.36 muestra ambas soluciones, tanto para el caso sin limitación por ruido como para el caso con limitación:

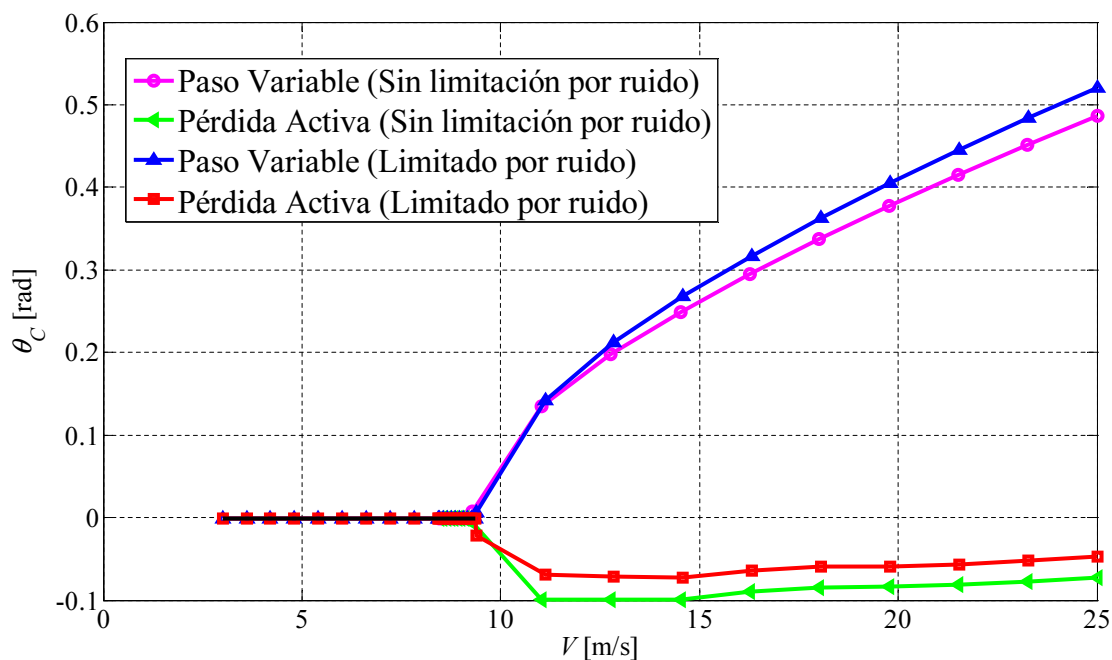


















Figura 5.36: Ley de control de ángulo de paso ($\theta_c(V)$)

Las curvas, para valores menores que V_N tienen valor $\theta_{C_{opt}}$ y es a partir de ese valor cuando varían, para ángulos positivos en caso de paso variable y negativos para el caso de pérdida activa.

La siguiente figura muestra, entre otras configuraciones, la opción elegida por los actuales fabricantes para sus máquinas en producción y el tipo de máquinas instaladas en la primera mitad del 2009:

Rotordurchmesser rotor diameter	25 - 45 m	45,1 - 64 m	64,1 - 80 m	> 80 m
 getriebelos gearboxless	5	2	6	5
 mit Getriebe gearbox	0	11	20	34
 Pitch pitch	5	11	24	37
 Stall stall	0	1	0	0
 Aktive-Stall active-stall	0	1	2	2
 1 feste Drehzahl 1 fixed rotor speed	0	0	0	1
 2 feste Drehzahlen 2 fixed rotor speeds	0	2	2	2
 variable Drehzahl variable speed	5	11	24	36
Anzahl der WEA-Typen Number of the WT types	5	13	26	39

(a) Disponibles en el mercado

Rotordurchmesser rotor diameter	25 - 45 m	45,1 - 64 m	64,1 - 80 m	> 80 m
 getriebelos gearboxless	3	48	96	125
 mit Getriebe gearbox	0	1	5	123
 Pitch pitch	3	49	101	247
 Stall stall	0	0	0	0
 Aktive-Stall active-stall	0	0	0	1
 1 feste Drehzahl 1 fixed rotor speed	0	0	0	0
 2 feste Drehzahlen 2 fixed rotor speeds	0	0	0	1
 variable Drehzahl variable speed	3	49	101	247
Anzahl der WEA Number of the WT	3	49	101	248

(b) Instaladas en el primer semestre de 2009

Figura 5.37: Configuraciones disponibles e instaladas

Fuente: Dewi Magazin N° 35, Agosto 2009

Destaca el casi exclusivo empleo de control por paso variable, independientemente del diámetro del rotor. Esto se puede interpretar como una decisión marcada por determinadas ventajas que ha llevado a casi la totalidad de fabricantes a utilizar este método de control. También resultan cargas menores, como se podrá comprobar en el Capítulo 7. Es por ello que para los cálculos posteriores **se tomará como método de control el de paso variable individual**, permitiendo así redistribuir las cargas que soportan los sistemas de control de ángulo de paso a varios sistemas en vez de a uno solo, ya que el tamaño de las palas así lo exige⁹.

⁹Referencia: <http://www.businessgreen.com/bg/analysis/1803403/new-giant-turbines-blow-away-economic-concerns>

5.3.3. Mapas de actuaciones

Los mapas de actuaciones son superficies tridimensionales que representan la variación de parámetros, como los coeficientes de potencia, par y tracción, para diferentes valores de θ_C y λ . Cubren todas las posibles opciones de funcionamiento del aerogenerador fuera de la zona óptima. Generando suficientes puntos de evaluación, se consiguen las figuras 5.38-5.40:

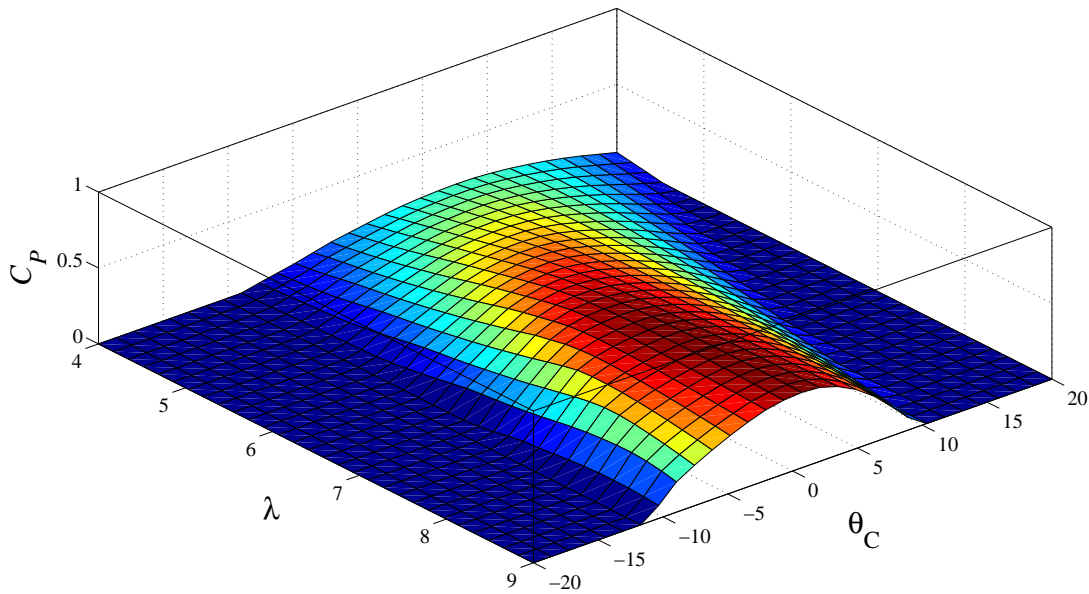


Figura 5.38: Mapa de actuación de C_P

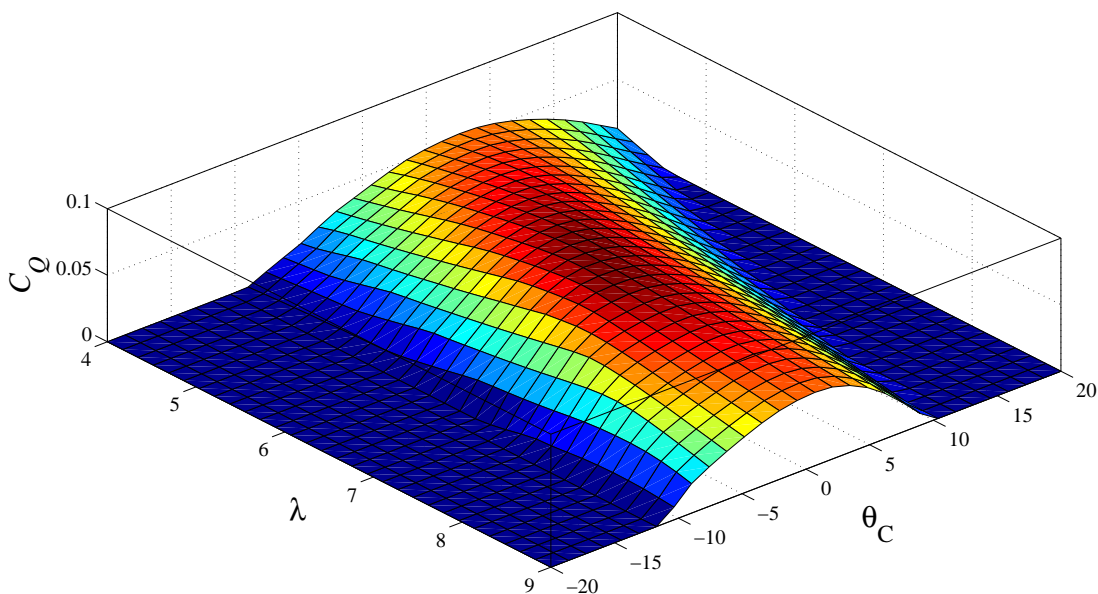
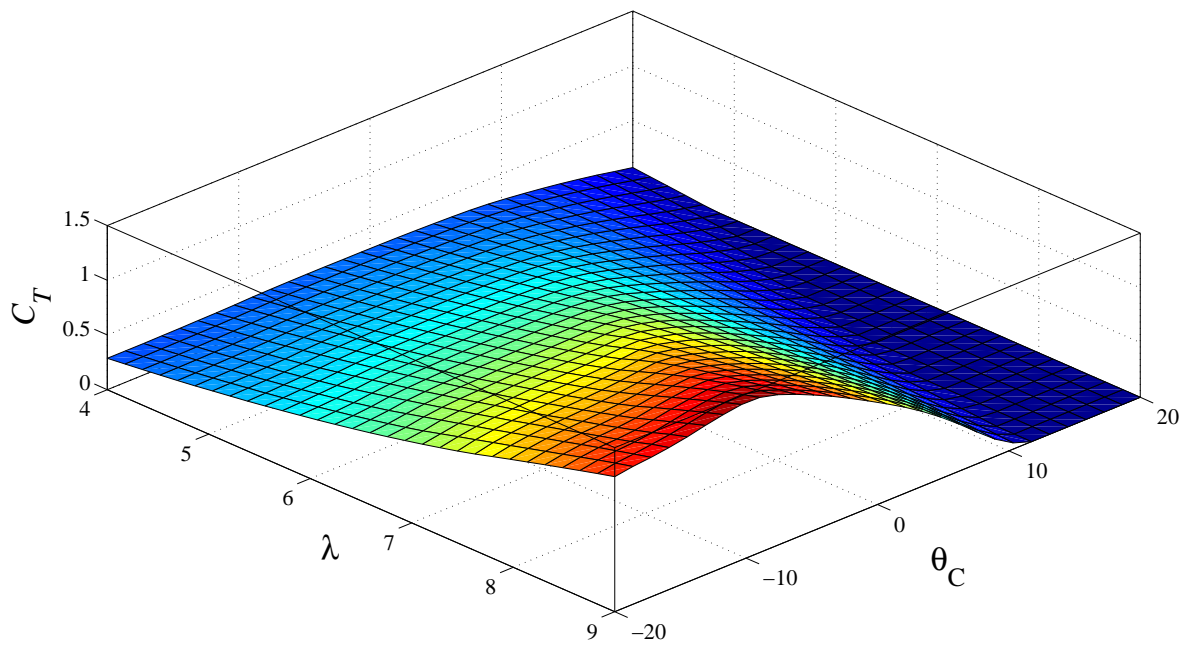


Figura 5.39: Mapa de actuación de C_Q

Figura 5.40: Mapa de actuación de C_T

Capítulo 6

Masas y materiales

6.1. Introducción

Se va a proceder al estudio másico del aerogenerador, descomponiendo cada subsistema y elementos para caracterizar las masas de cada uno de ellos. Se decidirá por un tipo de configuración entre las comercialmente existentes. Para el estudio másico se tomará como base del estudio el modelo WindPACT (Fingersh *et al.*, 2006), el cual realiza una estimación de las masas de los componentes de un aerogenerador a partir de datos de aerogeneradores en el mercado, así como diversos estudios de empresas y universidades especializadas en el sector. El modelo WindPACT sirve tanto para aerogeneradores 'off-shore' (marinos) como aquellos ubicados en tierra, centrándose el estudio en este último.

6.2. WindPACT: Análisis másico

Los elementos incluidos en el modelo másico son los siguientes:

▷ Rotor

- Palas
- Buje
- Mecanismos de paso y cojinetes
- Cono

▷ Góndola

- Eje de baja velocidad
- Cojinetes
- Multiplicadora
- Freno mecánico, acoplamiento de alta velocidad y componentes asociados
- Generador
- Control de orientación y cojinete

- Chasis de la góndola
- Sistemas hidráulicos y de refrigeración
- Cubierta de la góndola

▷ Torre

6.2.1. Rotor

6.2.1.1. Palas

Existen dos funciones para caracterizar la masa de las palas: la básica, que ajusta la curva de diseño básico de WindPACT; y la avanzada, que ajusta la curva de diseño de LM Glasfiber. La avanzada no debe usarse para rotores de menos de 100 m de diámetro. Estos dos diseños se componen de los siguientes materiales y sus respectivos porcentajes en peso:

▷ Básica

- 60 % de fibra de vidrio
- 23 % de adhesivos vinílicos
- 8 % de remaches y tacos
- 9 % restante

▷ Avanzada

- 61 % de fibra de vidrio
- 27 % de adhesivos vinílicos
- 3 % de remaches y tacos
- 9 % restante

La figura 6.1 representa las funciones de ajustes para ambos diseños, así como para otros no contemplados en la formulación utilizada para el estudio.

Las funciones varían según el radio de la siguiente forma:

$$\text{Básica: } M_{pala} = 0,1452 \cdot R^{2,9158}$$

$$\text{Avanzada: } M_{pala} = 0,4948 \cdot R^{2,53}$$

Se puede apreciar que el estudio consiste en una extrapolación, ya que no existen actualmente palas del tamaño considerado ($R = 80$ m) que hayan podido aportar datos más fiables.

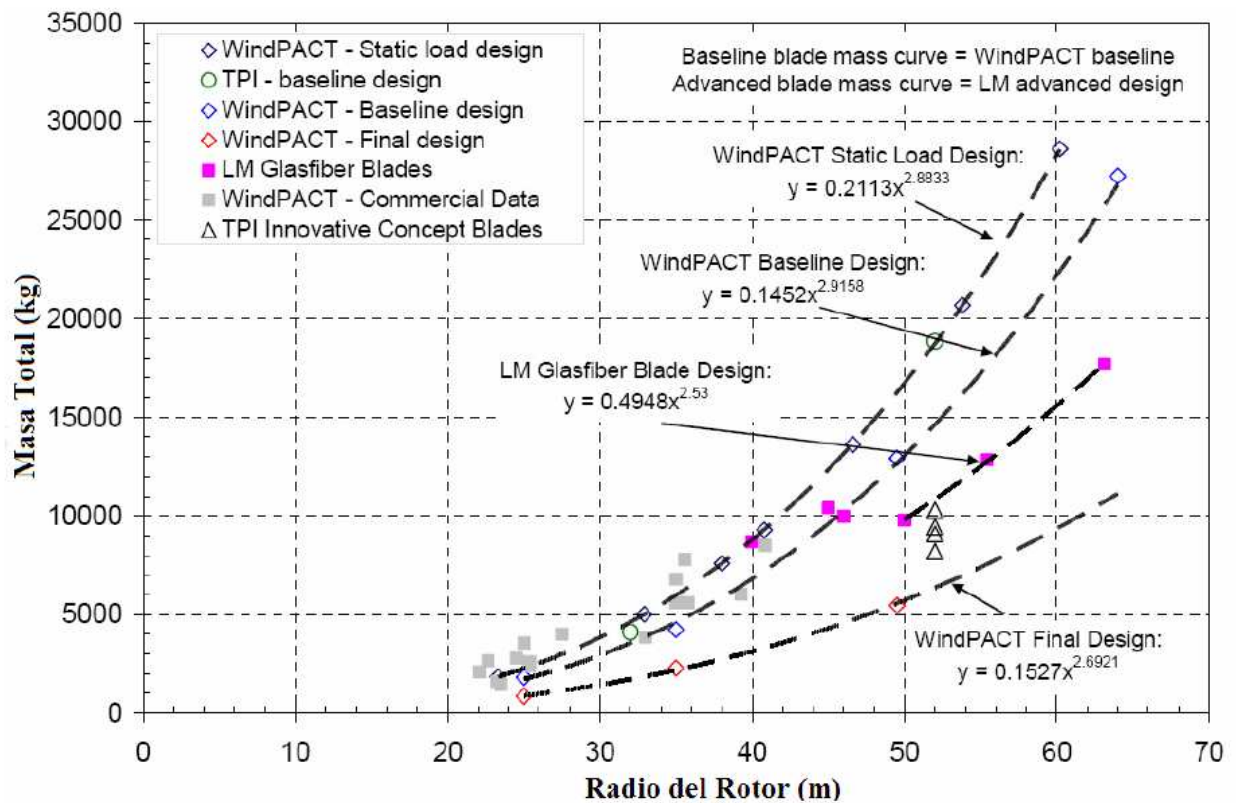


Figura 6.1: Estimación estadística de la masa de la pala en función del radio

Fuente: Fingersh *et al.*, 2006

6.2.1.2. Buje, mecanismos de paso y cojinetes, cono

La masa del buje ha sido obtenida añadiendo datos sobre proyectos *Low Wind Speed Turbine* (LWST; Aerogeneradores para vientos de intensidad baja). Ésta varía con la masa de la pala:

$$M_{buj e} = 0,954 \cdot M_{pala} + 5680,3$$

Para los mecanismos de paso y cojinetes, se añaden también datos sobre proyectos LWST. Sigue la función siguiente, que varía con la masa total de las palas:

$$M_{mec.paso} = ((0,1295 \cdot (b \cdot M_{pala}) + 491,31) \cdot 1,328) + 555$$

El cálculo de la masa del cono deriva de datos del WindPACT así como de informes de LWST y datos del *Advanced Research Turbine*, y es función del diámetro:

$$M_{cono} = 18,5 \cdot D - 520,5$$

6.2.2. Góndola

6.2.2.1. Eje de baja velocidad

La masa del eje de baja es función del diámetro del rotor:

$$M_{eje,baja} = 0,0142 \cdot D^{2,888}$$

6.2.2.2. Cojinetes

Varía con el diámetro del rotor:

$$M_{cojin.} = \left(D \cdot \frac{8}{600} - 0,033 \right) \cdot 0,0092 \cdot D^{2,5}$$

Se asume también que la carcasa tiene la misma masa.

6.2.2.3. Multiplicadora

Existen cuatro tipos básicos de diseño, mostrados en la figura 6.2.





CONFIGURACIÓN	MULTIPLICADORA	GENERADOR	DESCRIPCIÓN	IMAGEN
Básica	3 Etapas	De inducción con rotor abobinado a alta velocidad (1200 rpm)	Multiplicadora planetaria helicoidal de 3 etapas	
Transmisión Directa	Sin Multiplicadora	Síncrono de imanes permanentes a baja velocidad (20 rpm)		
Una Etapa	Una Etapa	Síncrono de imanes permanentes a media velocidad (100 rpm)	Multiplicadora planetaria	
Múltiple	Una Etapa	Síncrono de imanes permanentes a media velocidad (100 rpm)	Configuración de 6 generadores	

Figura 6.2: Tipos de configuración del tren de potencia

Fuente:

<http://windturbining.wordpress.com/2010/07/12/nrels-windturbine-design-cost-and-scaling-model-v-configuraciones-de-tren-de-potencia/>
(Fuente original: NREL)

Los datos provienen de la industria o de informes sobre LWST. La masa se escala con el momento en el eje de baja velocidad:

$$\text{Tres etapas planetaria/helicoidal: } M_{3,p/h} = 70,94 \cdot Q_{baja}^{0,759}$$

$$\text{Etapa única: } M_1 = 88,29 \cdot Q_{baja}^{0,774}$$

$$\text{Múltiple: } M_{mult.} = 139,69 \cdot Q_{baja}^{0,774}$$

(La directa carece de multiplicadora)

6.2.2.4. Freno mecánico, acoplamiento de alta velocidad y componentes asociados

La masa del freno varía según la potencia nominal:

$$M_{freno} = \frac{(1,9894 \cdot P_N - 0,1141)}{10}$$

6.2.2.5. Generador

Existe una amplia gama de posibilidades, sin embargo, el estudio se limita a los siguientes: rotor bobinado de alta velocidad usado con multiplicadora de alta velocidad, generador magnético permanente usado con multiplicadora unietapa, multiplicadora con varios generadores y transmisión directa. Los tres primeros son función de la potencia nominal, mientras que el último depende del momento en el eje de baja velocidad. Sus funciones de masa son:

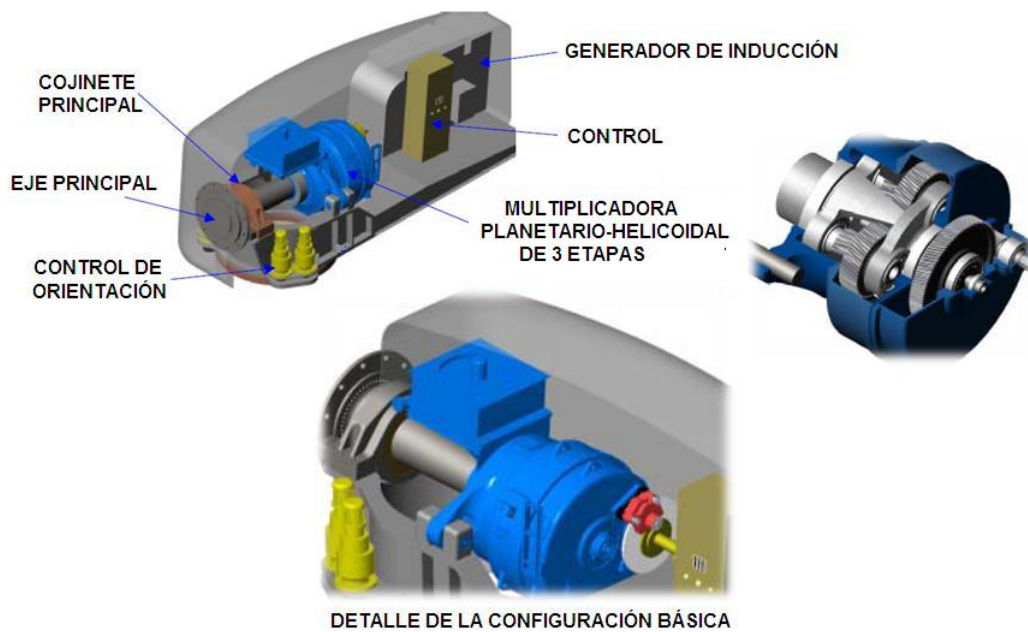


Figura 6.3: 3 etapas/generador de alta velocidad

Fuente: <http://windturbining.wordpress.com/2010/07/12/nrels-windturbine-design-cost-and-scaling-model-v-configuraciones-de-tren-de-potencia/>

Tres etapas con generador de alta velocidad:

$$M_{3,a.v.} = 6,47 \cdot P_N^{0,9223}$$

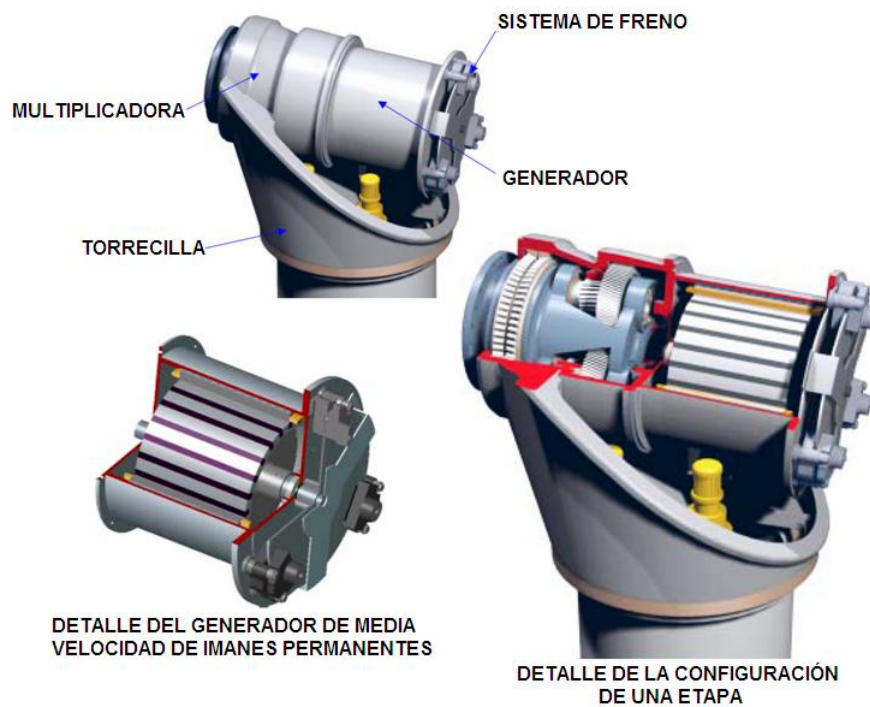


Figura 6.4: 1 etapa/generador magnético permanente de velocidad media

Fuente: <http://windturbining.wordpress.com/2010/07/12/nrels-windturbine-design-cost-and-scaling-model-v-configuraciones-de-tren-de-potencia/>

Unietapa con generador magnético permanente de velocidad media:

$$M_{1,m.v.} = 10,51 \cdot P_N^{0,9223}$$

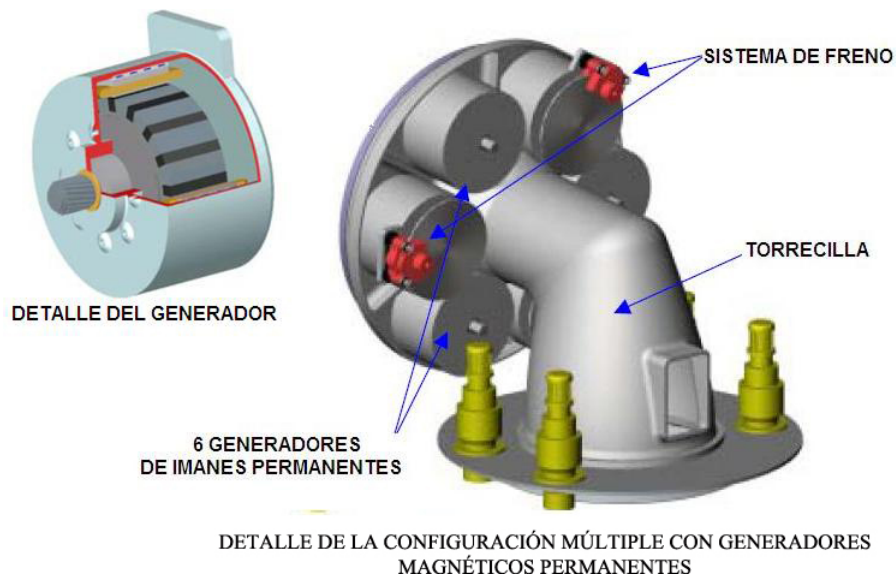


Figura 6.5: Transmisión múltiple/generadores magnéticos permanentes

Fuente: <http://windturbining.wordpress.com/2010/07/12/nrels-windturbine-design-cost-and-scaling-model-v-configuraciones-de-tren-de-potencia/>

Transmisión múltiple con generadores magnéticos permanentes:

$$M_{t.m.} = 5,34 \cdot P_N^{0,9223}$$

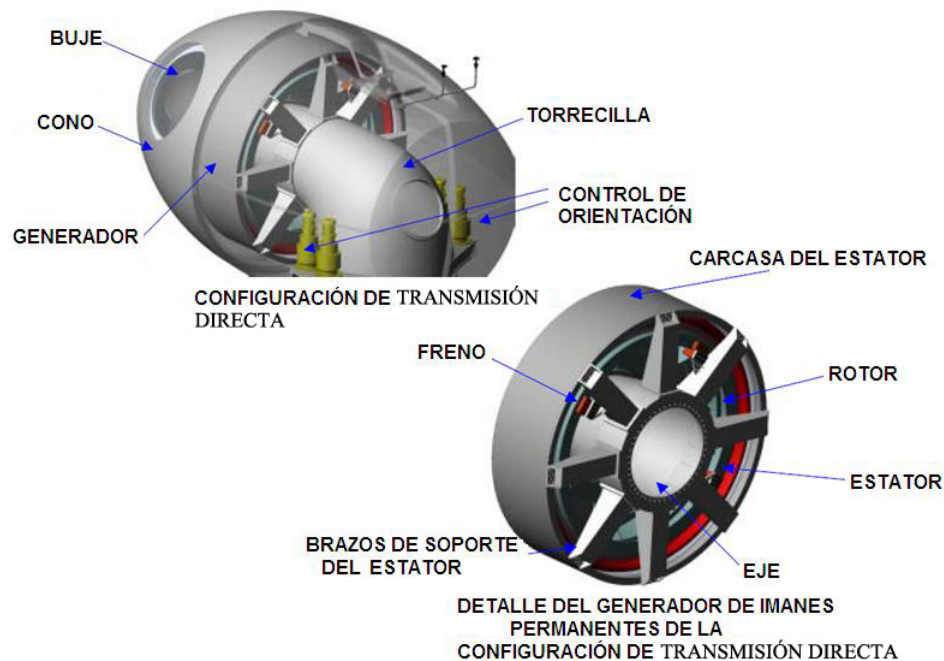


Figura 6.6: Transmisión directa

Fuente: <http://windturbining.wordpress.com/2010/07/12/nrels-windturbine-design-cost-and-scaling-model-v-configuraciones-de-tren-de-potencia/>

Transmisión directa:

$$M_{t.d.} = 661,25 \cdot Q_{baja}^{0,606}$$

Actualmente se está investigando el generador superconductor de alta temperatura¹ (*HTS Generator*). Se prevé que para una misma potencia, ocupe 1/3 del volumen que los empleados en la actualidad y pesen sustancialmente menos, a la vez que incrementan la eficiencia y evitan el uso de multiplicadora. American Superconductor (AMSC), con su aerogenerador de 10 MW *Sea Titan* es la primera empresa en apostar por esta tecnología.

6.2.2.6. Control de orientación y cojinete

Se calcula la masa en proporción al diámetro del rotor, aunque en principio se podría haber utilizado empleando los momentos. Los datos provienen del estudio del rotor con el modelo WindPACT. La masa de la carcasa se tomará como el 60 % de la del cojinete:

$$M_{sist.orient.} = 1,6 \cdot (0,0009 \cdot D^{3,314})$$

6.2.2.7. Chasis

Los datos han sido extraídos del estudio WindPACT del rotor, añadiendo ligeras modificaciones según la disposición de datos sobre estudios de LWST o la industria. Dependen del tipo de transmisión y del diámetro del rotor, y se le añade un 12,5 % en concepto de plataformas y raíles:

¹Más información en: <http://www.ieee.org/organizations/pes/meetings/gm2007/html/SLIDES/PESGM2007P-001206.PDF>

Tres etapas con generador de alta velocidad: $M_{ch,3} = 2,233 \cdot D^{1,953}$

Unietapa con generador magnético permanente de media velocidad: $M_{ch,1} = 303,96 \cdot D^{1,067}$

Múltiple con generador magnético permanente: $M_{ch,mult.} = 1,721 \cdot D^{1,953}$

Transmisión directa: $M_{ch,d} = 1,228 \cdot D^{1,953}$

Raíles y plataformas: $M_{mat.aux.} = 0,125 \cdot M_{ch,x}$ (donde x es el tipo de transmisión)

6.2.2.8. Sistemas hidráulicos y de refrigeración

Se tomaron de los informes LWST, y es dependiente de la potencia nominal:

$$M_{hid.,refrig.} = 0,08 \cdot P_N$$

6.2.2.9. Cubierta de la góndola

Debido a la escasez de datos el modelo emplea una única función para todas las configuraciones de tren de transmisiones. La función de masas deriva de la de costes, la cual fue obtenida del estudio WindPACT del rotor, del tren de transmisiones y de los informes LWST. Varía con la potencia nominal:

$$M_{gond.} = \left(\frac{11,537 \cdot P_N + 3849,7}{10} \right)$$

6.2.3. Torre

Basadas en los estudios WindPACT de diseño y logística del rotor, sólo se considerarán las torres tubulares. La masa se escala con el producto de la altura del buje por el área barrida por el rotor. El diseño básico representa a los aerogeneradores comerciales en el momento de la ejecución del estudio WindPACT, aunque podría ser algo conservativo. El avanzado muestra la relación de escala que podría alcanzarse mediante innovación tecnológica, sin embargo, ésta es mucho menor de lo disponible durante el estudio WindPACT. Para torres de más de 80 m esta función ha de tomarse con cuidado, ya que una solución de compromiso para transporte y construcción se traduce en un mayor impacto en el diseño:

$$\text{Básica: } M_{torre,bas.} = 0,3973 \cdot A_s \cdot h - 1414$$

$$\text{Avanzada: } M_{torre,av.} = 0,2694 \cdot A_s \cdot h + 1779$$

donde A_s es el área barrida por el rotor.

La figura 6.7 muestra esta relación, donde la recta *WindPACT Final Design* representa la función avanzada:

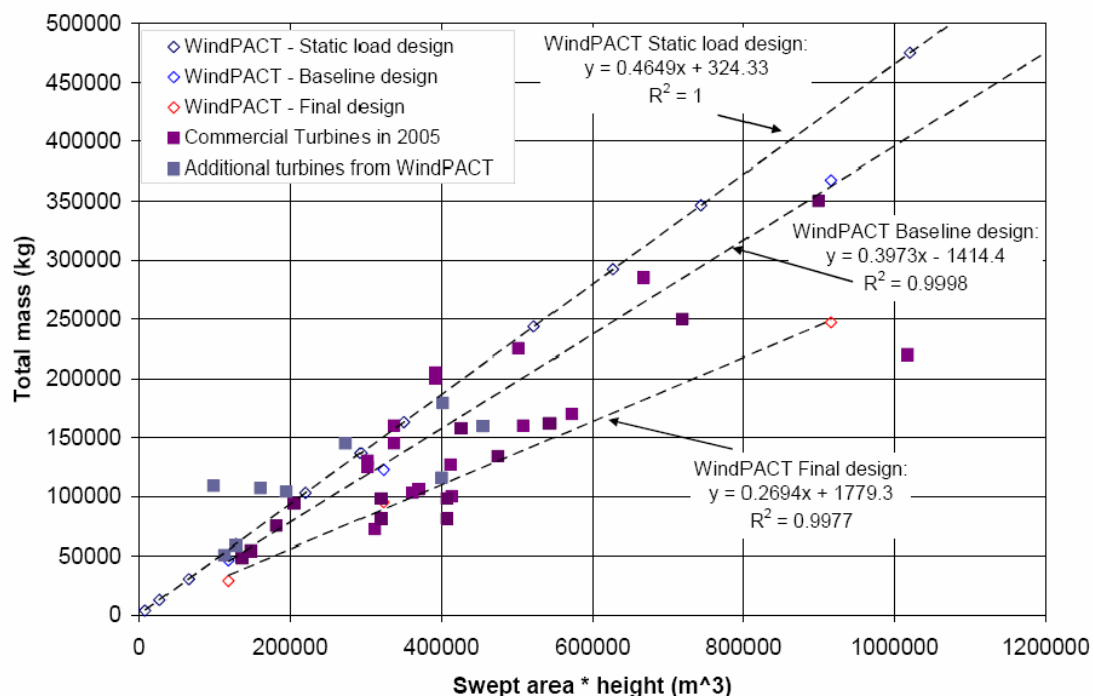


Figura 6.7: Estimación estadística de la masa de la torre en función de $A_s \cdot h$

Fuente: Fingersh *et al.*, 2006

6.3. Resultados

6.3.1. Comparación másica de diseños

Las diferentes configuraciones antes descritas tienen sus efectos directos sobre la masa total del aerogenerador, así como otros factores (ej: *ICC*, *COE*, etc.) que se estudiarán más adelante. La figura 6.8 muestra cómo varía la masa total del aerogenerador según varía el tipo de tecnología empleado para la pala y la torre (Básico (*Baseline*) o Avanzado (*Advanced*)) y el tipo de tren de potencia (multiplicadora + generador), para un aerogenerador con las características siguientes:

Tabla 6.1: Datos del aerogenerador aportados para el cálculo de masas

Altura de la torre (h)	120 ^A m
Diámetro (D)	160 m
Potencia nominal (P_N)	4,5 MW
Producción de energía anual ^B (AEP)	11033764104 Wh

^ATomada de aerogeneradores semejantes.

^BProducto de la potencia media anual (P_{AVE}) por el número de horas anuales (NHY).

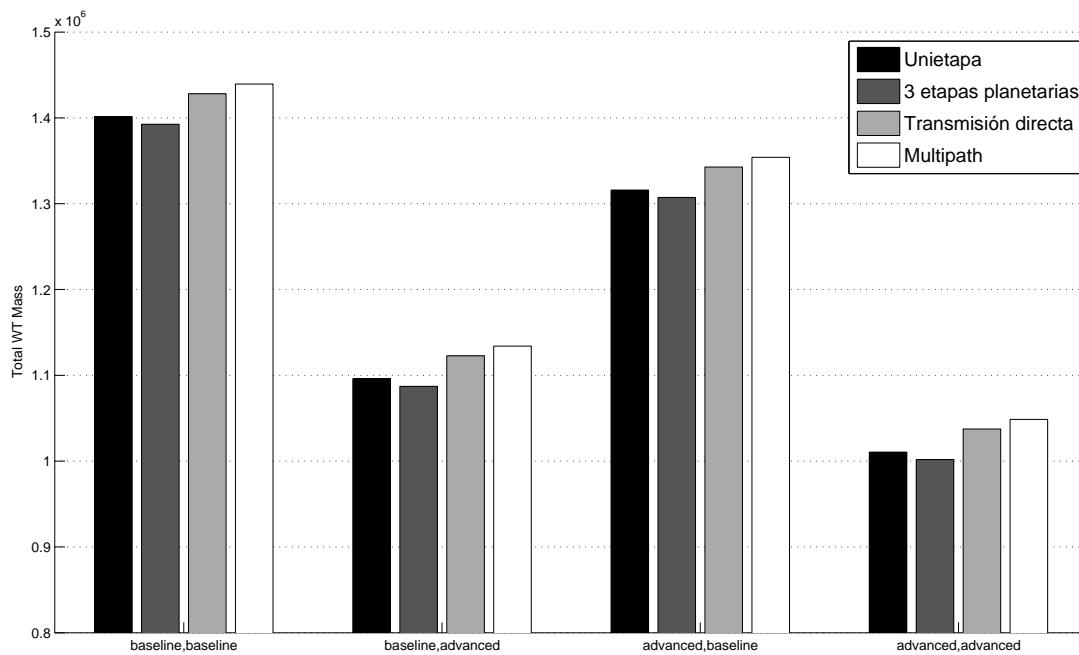


Figura 6.8: Variación de la masa para diferentes tecnologías (eje x: pala, torre) y configuraciones (color)

Se aprecia la enorme variación que existe entre el empleo de una torre básica o avanzada, siendo la variación mucho menor para la pala y para los distintos trenes de potencia. La configuración que ofrece la mayor masa es la básica con múltiples generadores de imanes permanentes y una etapa de multiplicación. La de menor masa corresponde a la avanzada con multiplicadora de tres etapas planetarias y generador de alta velocidad.

6.3.2. Selección de configuración

La selección se hará en base a los parámetros *Cost Of Energy (COE, Coste de la energía)* e *Initial Capital Cost (ICC, Coste de capital inicial)*, parámetros que serán analizados en el Capítulo 11.

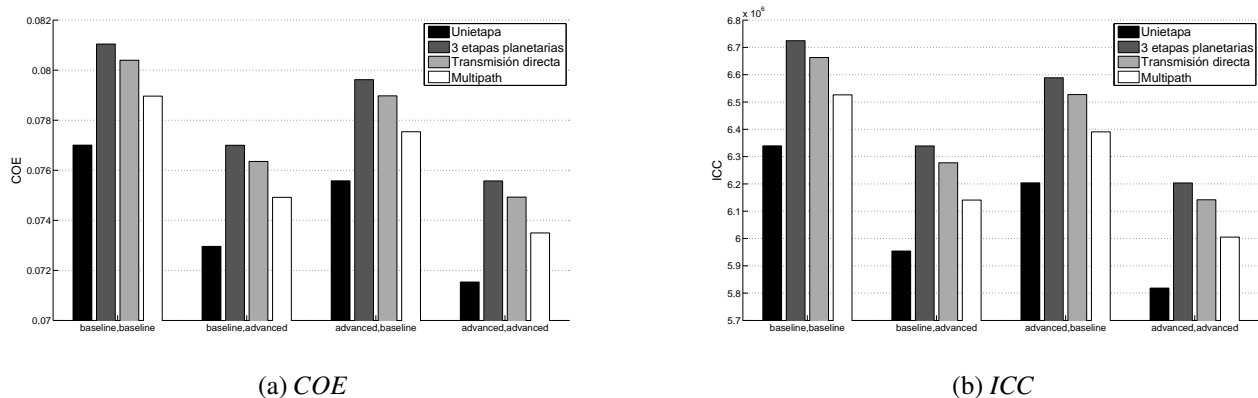


Figura 6.9: Resultados para COE (a) e ICC (b)

A raíz de las gráficas, tanto el *COE* como el *ICC* tienen el **valor mínimo** para la configuración **unietapa avanzada**. Es por ello que se optará por dicha configuración, analizándose la masa de cada componente del aerogenerador, así como el valor porcentual que supone tanto para el aerogenerador completo como para cada grupo principal (rotor, tren de potencia y torre). Las tablas 6.3-6.5 recogen estos valores:

Tabla 6.3: Masas por grupo

Grupo	Masa (kg)
Rotor	153.720,5
Tren de potencia	205.011,4
Torre	651.772,0
Total	1.010.503,9

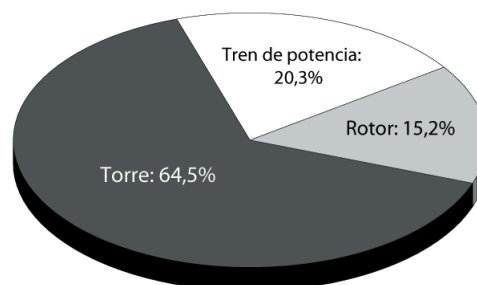


Figura 6.10: Porcentaje en masa por grupo

Tabla 6.4: Masas de los componentes del rotor

Componente	Masa (kg)
Una pala	32.303,3
Tres palas	96.910,0
Buje	36.497,4
Cono	2.439,5
Mecanismos de paso y cojinetes	17.873,7

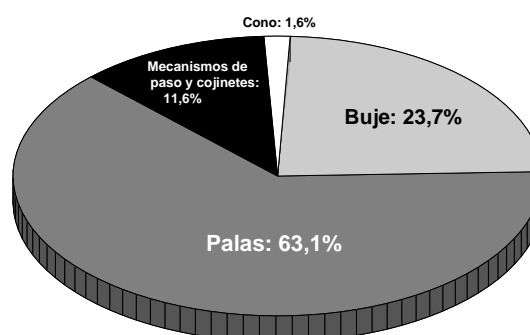


Figura 6.11: Porcentaje en masa del rotor

Tabla 6.5: Masas de los componentes del tren de potencia

Componente	Masa (kg)
Eje de baja velocidad	32.944,8
Cojinetes principales	12.514,3
Multiplicadora	69.709,9
Freno	895,2
Generador	24.601,4
Control de orientación y cojinete	29.027,9
Sistemas hidráulicos y de refrigeración	360
Cubierta de la góndola	5.576,6
Chasis de la góndola	29.381,1

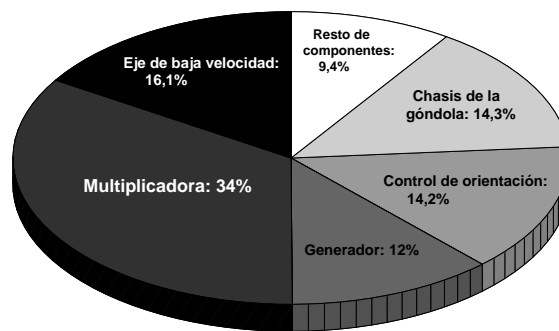


Figura 6.12: Porcentaje en masa del tren de potencia

Si se comparan los resultados obtenidos con los de aerogeneradores actuales de mayor tamaño, se observa que los pesos superan ampliamente los máximos actuales, debiéndose considerar por tanto el uso de tecnología avanzada y de nuevos procesos de producción, así como de materiales más ligeros y resistentes. Una opción, siguiendo el diseño elegido, sería la que nos ofrece GE Drivetrain Technologies, que con su nuevo diseño IntegraDrive™² se tiene una solución más eficiente, compacta, fiable y con menor necesidad de mantenimiento. A continuación, y como modo de comparación, se muestran los datos comparativos³:

²Más información en: <http://www.gedrivetrain.com/integraDrive.cfm>

³Información obtenida de: <http://www.wind-energy-market.com/en/wind-turbines/>

Tabla 6.6: Comparativa de masas con aerogeneradores del mercado

Masas	Aerogenerador en estudio	REpower 6M	REpower 3.2M 114	SWT-3.6 -120	Multibrid M5000	Acciona AW 3000	Fuhrländer FL 2500
Altura de buje (m)	120	112 /114 / 117	123	89,5	90	100/120	141
Diámetro del rotor (m)	160	126	114	120	116	100	90/100/104
Pala (t)	32	20 - 23	15	-	16,5	10,4	-
Buje + Sistemas (t)	84,1	71	-	-	62	36	15
Rotor + Buje (t)	189	130 - 140	68	-	112	66	58/63/65
Góndola (sin rotor ni buje) (t)	225,2	325	104	141	233	118	96
Torre (t)	652	-	-	280	350	850/1.100	295
Material torre	Tronco-cónica de acero	Tubular de acero	Hormigón-Acero	Tubular de acero	Tubular de acero	Hormigón	Celosía
Total (t)	1.010	-	-	-	757	1.034/1.284	449/454/456

Se comprueba que tanto la masa del rotor como de la torre exceden con diferencia a las existentes. La masa del rotor es lógico que sea mucho mayor, pues se manejan radios mucho mayores a los actuales. Sin embargo, en cuanto a la torre, se observa que para tamaños similares, la masa es mucho mayor (a excepción del Acciona AW 3000). Posiblemente se deba a los momentos generados por el rotor sobre la torre así como al peso de toda la estructura superior (rotor, góndola y tren de potencia) que obligan a dotarla de mayor resistencia. Se debe recordar también que el estudio WindPACT contempla hasta alturas de 80 m, extrapolando resultados en base a los datos conocidos y podrían no reflejar fielmente los valores reales obtenidos actualmente. Todo esto será estudiado en el Capítulo 7, que tratará sobre cargas.

6.4. Materiales

A causa de las diferentes funciones y requerimientos estructurales de cada elemento o componente, una adecuada elección del material permite optimizar tanto su masa como su función, permitiendo al elemento/componente resistir las fuerzas externas generadas y cumpliendo su función con seguridad y durante el tiempo para el que ha sido diseñado. Esta sección describirá los principales materiales empleados para los principales elementos del aerogenerador.

Wind Turbine Materials Usage

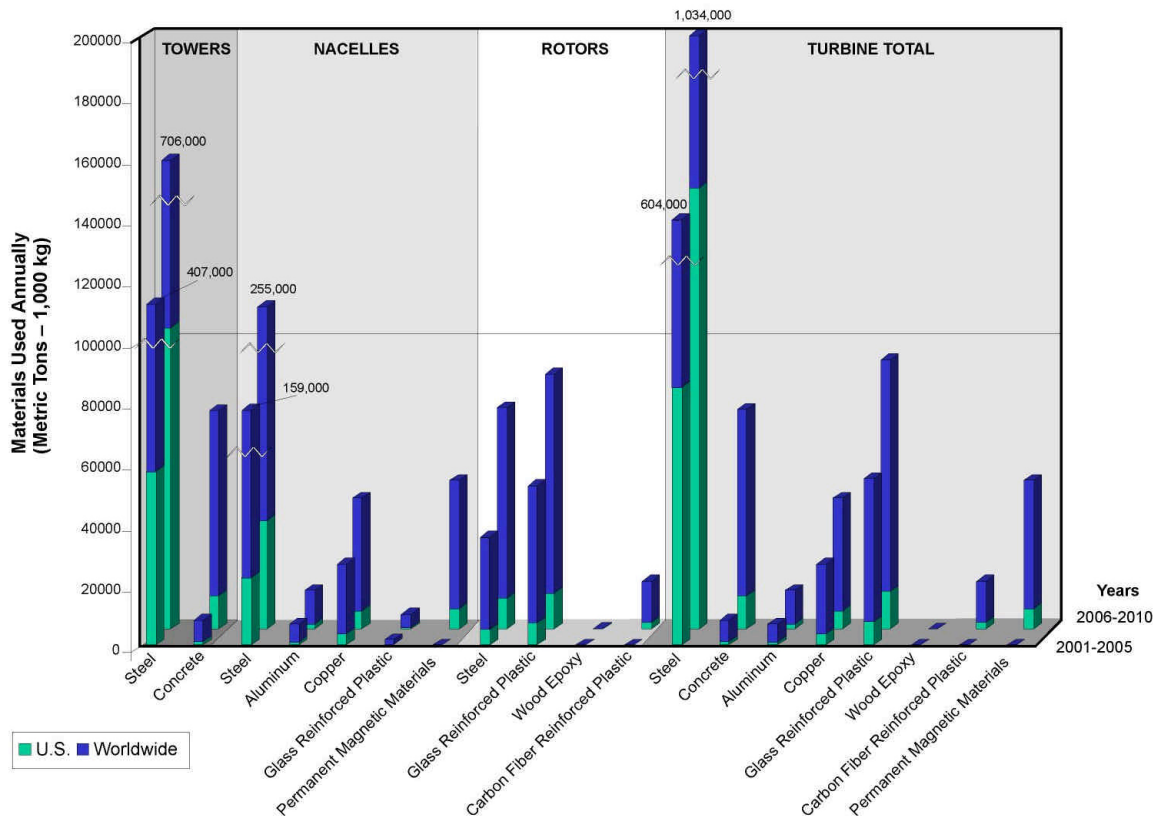


Figura 6.13: Cantidad de materiales (según tipo) usados anualmente en aerogeneradores

Fuente: Ancona *et al.* (2001)

6.4.1. Palas

Los materiales ideales para las palas deben tener una alta relación resistencia/peso, alta rigidez y larga vida a fatiga. Deberá ser un material asequible económicamente que pueda moldearse para generar la forma de los perfiles. Los materiales más utilizados hasta ahora han sido los compuestos por fibra de vidrio/poliéster, fibra de vidrio/resina epoxi y madera/epoxi. La fibra de carbono aún no se contempla como material principal en el sector de los aerogeneradores por su elevado precio en comparación con el resto, a pesar de sus altas propiedades estructurales. No obstante, con la progresiva reducción del precio y la actual tendencia a aumentar el tamaño de las palas, este empieza a ser necesario en determinadas zonas con grandes esfuerzos. El acero es raramente utilizado por su alto peso, mal comportamiento a fatiga y la dificultad para darle torsión a las láminas que forman el recubrimiento.



(a) Fibra de vidrio



(b) Láminas de madera



(c) Fibra de carbono

Figura 6.14: Materiales utilizados para las palas

Tabla 6.8: Propiedades mecánicas del material usado para las palas

Material/Compuesto	Laminado de fibra de vidrio/poliéster y 50 % de volumen de fibra	Laminado de fibra de vidrio/epoxy y 50 % de volumen de fibra (80 % longitudinales)	Laminado de fibra de carbono/epoxy y 60 % de volumen de fibra	Laminado de Khaya ivorensis (madera)/epoxi
Densidad, ρ (kg/m ³)	1.850	1.850	1.580	550
Resistencia última a tracción, $\sigma_{R,t}$ (MPa)	860-900	690-720	1.830	82
Resistencia última a compresión, $\sigma_{R,c}$ (MPa)	720	580	1.100	50
Módulo elástico, E (GPa)	38	33,5	142	10
Resistencia a fatiga media (10 ⁷ ciclos) (MPa)	140	120	350	15

6.4.2. Buje

El material empleado para el buje es acero de fundición (Iron Cast, aceros de grafito esferoidal). Debido a que debe soportar las cargas generadas por las palas, debe ser un material robusto y resistente.

Tabla 6.9: Propiedades mecánicas del material usado para el buje

Material	SG Cast Iron Grade SNG 37/2
Densidad, ρ (kg/m ³)	7.100
Resistencia última a tracción, $\sigma_{R,t}$ (MPa)	571
Resistencia última a compresión, $\sigma_{R,c}$ (MPa)	571
Módulo elástico, E (GPa)	170

6.4.3. Eje de baja y alta velocidad

Se emplean aceros estructurales inoxidables, dadas las altas cargas a torsión (eje de baja) y altas velocidades de giro (eje de alta) que deben soportar. El eje de baja también debe soportar el peso del rotor, que transmite a la góndola a través de los cojinetes.

Tabla 6.10: Propiedades mecánicas del material usado para los ejes

Material	Acero AISI-4340
Densidad, ρ (kg/m ³)	7.800
Resistencia última a tracción, $\sigma_{R,t}$ (MPa)	1.483
Resistencia última a compresión, $\sigma_{R,c}$ (MPa)	1.483
Módulo elástico, E (GPa)	200

6.4.4. Góndola

Se subdivide en dos partes: el chasis, donde van sujeto el tren de potencia y los diferentes sistemas y que soporta, por tanto, las cargas; y la carcasa, que cubre los elementos de las inclemencias del tiempo. La primera se fabrica en acero forjado, ya que debe resistir los momentos y pesos de los componentes (ocasionalmente podría reemplazarse el acero por aluminio si las solicitaciones de cargas lo permitiesen). La segunda, de materiales compuestos, dada la baja densidad y la mejor resistencia a la corrosión, evitando así añadir peso innecesario a la estructura que afecte al diseño de la torre.

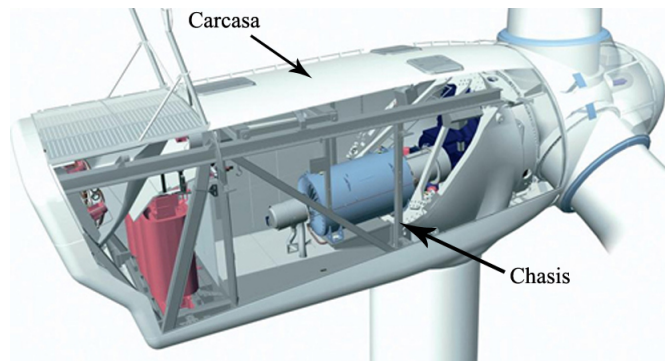


Figura 6.15: Estructura de la góndola del V90-3.0 MW de Vestas

Fuente: <http://www.vestas.com/files/billeder/Graphics/Wind%20Power%20Plants/v90-3.0.jpg>

6.4.5. Generador y multiplicadora

La complejidad de estos sistemas conlleva el uso de varios materiales para su fabricación y funcionamiento. Los generadores suelen llevar gran cantidad de cobre, imanes permanentes y acero. Las multiplicadoras están hechas casi exclusivamente de acero, debido a que debe soportar las cargas que el rotor transmite a través del eje de baja y a que son piezas en continuo movimiento y rozamiento entre ellas. Existen empresas especializadas en la fabricación de estos sistemas ya que las consideraciones a tomar en su diseño son extensas.

6.4.6. Torre

Comercialmente existen diversas opciones para la torre. Las más utilizadas actualmente, para los tamaños que se manejan (80-120 m) suelen ser las de acero tubular, pero otros diseños como la de celosía o las de hormigón también son opciones que van adquiriendo importancia a medida que las alturas y las exigencias estructurales van siendo cada vez mayores. Incluso existen diseños que combinan ambos materiales (soluciones híbridas).

Tabla 6.11: Propiedades mecánicas del material usado para la torre

Material	Placas de acero S355J2G3 $t \leq 100\text{mm}$	Hormigón
Densidad, ρ (kg/m^3)	7.800	2.350
Resistencia última a tracción, $\sigma_{R,t}$ (MPa)	315-490	≤ 4
Resistencia última a compresión, $\sigma_{R,c}$ (MPa)	315-490	40
Módulo elástico, E (GPa)	200	30

Capítulo 7

Cálculo estructural

7.1. Introducción

En este capítulo se tratará el estudio de cargas y resistencia estructural de la pala y la torre (esta última de manera breve). El diseño de la pala constituye un problema al depender las cargas y la resistencia estructural unas de otras, por lo que el método a seguir no será el más óptimo dadas las herramientas empleadas. Se harán varios estudios (optimización de espesores, materiales) para comprobar diversos diseños y cómo afectan a la viabilidad de la pala. La torre se dimensionará atendiendo a criterios de pandeo y resistencia recogidos en Harrison *et al.* (2000) y a criterios que toman como referencia aerogeneradores ya en uso.

7.2. Norma IEC 61400-1 (Ed.3): Casos de cargas de diseño

Según la norma, el cálculo estructural debe cumplir tres requisitos:

- ▷ La integridad de los componentes estructurales del aerogenerador que soportan las cargas tendrá que ser verificada, exigiendo un nivel de seguridad aceptable. La carga última y la resistencia a fatiga que deben resistir los componentes deberá ser verificada por los cálculos y/o pruebas para demostrar la integridad de la estructura del aerogenerador con un adecuado nivel de seguridad.
- ▷ El análisis estructural se basará en la norma ISO 2394.
- ▷ Los cálculos se llevarán a cabo utilizando los métodos apropiados. Descripciones de los métodos de cálculo se facilitarán en la documentación de diseño. Las descripciones deberán incluir prueba de la validez de los métodos de cálculo o referencias a la adecuada verificación por medio de estudios. El nivel de carga en cualquiera de los ensayos de verificación de resistencia se corresponderá con los factores de seguridad adecuados para las cargas características.

Los casos de carga propuestos en la norma tratan de cubrir las condiciones más significativas que pueden aparecer durante la vida útil del aerogenerador y son, por tanto, las que como mínimo deberá resistir la máquina para lograr su certificación.

7.2.1. Clases de cargas

- ▷ **Cargas gravitatorias e inerciales:** tanto estáticas como dinámicas, aparecen como resultado de la gravedad, las vibraciones, la rotación de las palas y la actividad sísmica.
- ▷ **Cargas aerodinámicas:** son cargas estáticas y dinámicas que resultan de la interacción del aire con las partes fijas y móviles de la maquina. Serán especialmente importantes en el análisis de la pala, pues generan fuerzas y momentos significativos que condicionarán su diseño. Se incluyen los efectos aeroelásticos.
- ▷ **Cargas de actuación:** resultan de la operación y el control del aerogenerador. Entre ellas destacan algunas como las cargas debidas a los actuadores de cambio de paso y orientación o las cargas mecánicas de frenado.
- ▷ **Otras cargas:** cargas originadas durante el arranque, las debidas a impactos o las que aparecen por el efecto del hielo sobre los elementos estructurales, entre otras.

7.2.2. Situaciones de diseño y casos de carga

El diseño de los componentes deberá cubrir tanto su vida útil de funcionamiento como las condiciones más significativas que tendrá que experimentar a lo largo de su vida como componente: ensamblaje, construcción, mantenimiento, transporte. Los casos de cargas deberán combinar tanto modos de operación como condiciones externas (normales y extremas). Todos los casos de carga con una razonable probabilidad de que se produzca deberán ser considerados, junto con el comportamiento del control y de los sistemas de protección. Como mínimo se contemplarán los casos mostrados en la tabla 7.1.

Las condiciones de viento que contempla la norma (ver Capítulo 3, Sección 3.4) son las que a continuación se detallan:

- ▷ NTM: Modelo de turbulencia normal.
- ▷ ETM: Modelo de turbulencia extrema.
- ▷ ECD: Ráfaga máxima coherente con cambio de dirección.
- ▷ EWS: Viento cortante extremo.
- ▷ EOG: Ráfaga máxima operativa.
- ▷ EDC: Cambio de dirección extrema.
- ▷ NWP: Modelo de perfil normal de viento.
- ▷ EWM: Modelo de velocidad del viento extrema.

El tipo de análisis que se puede efectuar es a fatiga (F) o a carga última (U), mientras que el factor de seguridad parcial puede ser de cargas normales (N), cargas anormales (A) o cargas debidas al transporte y ensamblaje (T). Las cargas normales son aquellas que se presentan con mayor probabilidad a lo largo de la vida útil del aerogenerador, mientras que las anormales apenas se presentan. Según sea N, A o T, se aplicará un factor de seguridad parcial (γ_f) determinado a las cargas últimas.

Tabla 7.1: Casos de cargas de diseño

Design situation	DLC	Wind condition	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	For extrapolation of extreme events	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$, V_r , $V_r + 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control system fault or loss of electrical network	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F	*
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}$, $V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}$, $V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
5) Emergency shut down	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1	EWM 50-year recurrence period		U	N
	6.2	EWM 50-year recurrence period	Loss of electrical network connection	U	A
	6.3	EWM 1-year recurrence period	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F	*
7) Parked and fault conditions	7.1	EWM 1-year recurrence period		U	A
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	NTM V_{maint} to be stated by the manufacturer		U	T

Los materiales también deberán manejarse con un determinado factor de seguridad del material (γ_m) que considera posibles desviaciones o incertidumbres en cuanto a la resistencia del material respecto de su valor característico e incertidumbres geométricas, entre otras posibles desviaciones en las medidas de las propiedades.

Existe otro factor (γ_n) de seguridad parcial para fallo, que distingue entre componentes de baja (clase 1) y alta (clases 2 y 3) responsabilidad estructural o mecánica.

La tabla 7.2 recoge los valores de los factores según el tipo de análisis (F o U):

Tabla 7.2: Factores de seguridad parcial según análisis

	Cargas			Material		Fallo (clases 1, 2 y 3)		
Factor de seguridad	γ_f			γ_m		γ_n		
Carga última	N=1,35 ^A	A=1,1	T=1,5	$\geq 1,1$		0,9	1	1,3
Fatiga	1			Compuestos=1,7	Acero=1,1	1	1,15	1,3

^A Para el caso DLC 1.1, se toma $\gamma_f = 1,25$.

7.3. Régimen estacionario: cargas sobre la pala

Las palas experimentan tres tipos de cargas principalmente durante el régimen estacionario: gravitatorias, aerodinámicas y centrífugas. Existen otro tipo de cargas cuyo conocimiento se hace necesario para cálculos más precisos o en otras condiciones de funcionamiento, como las existentes durante el control mecánico de la góndola o las palas, pero no serán abordados por este estudio preliminar. Para cada tipo de carga existen sistemas de referencia adecuados que permiten la determinación de las fuerzas y momentos de la forma más útil y visual posible:

- ▷ **Sistema de referencia H:** sistema fijo y con origen en el centro del buje (punto H). El eje x_H está contenido en el plano del rotor en la dirección de la vertical y sentido contrario a la gravedad, el eje z_H tiene la dirección y el sentido de la velocidad incidente y el eje y_H está contenido en el plano del rotor.
- ▷ **Sistema de referencia H₁:** sistema móvil, ligado a la pala y con origen en el punto H. El eje x_{H1} tiene la dirección de la envergadura de la pala con sentido desde H hacia la punta, el eje z_{H1} es coincidente con el eje z_H y el eje y_{H1} está contenido en el plano del rotor.
- ▷ **Sistema de referencia S:** sistema móvil ligado a la sección de la pala y con origen en el punto situado a una distancia $c/4$ del borde de ataque del perfil (punto P). El eje x_S coincide con el eje x_{H1} , el eje y_S tiene la dirección de la cuerda y sentido desde P hacia el borde de ataque del perfil y el eje z_S está contenido en el plano de la sección del perfil.

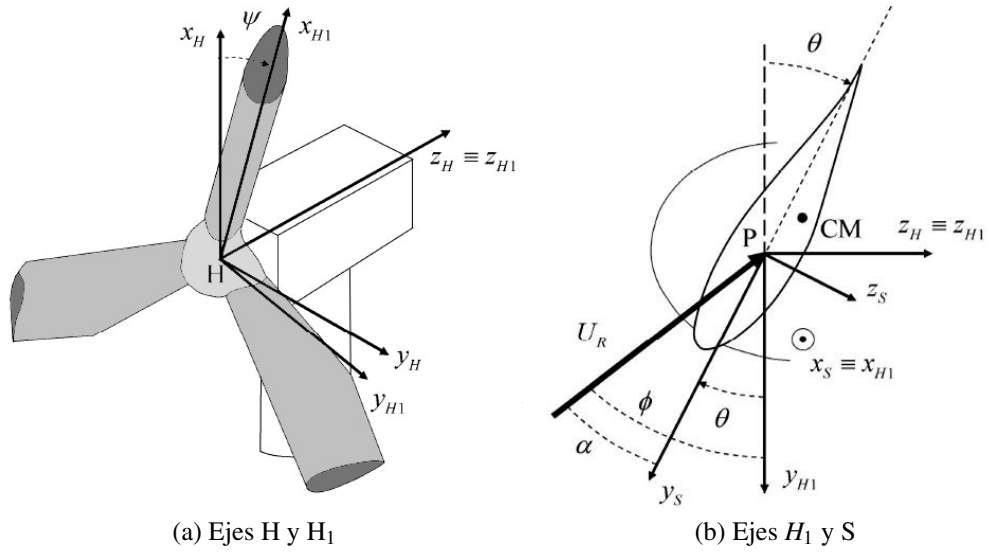


Figura 7.1: Ejes de referencia empleados

Fuente: Guía para la realización del PFC de aerogenerador. Álvaro Cuerva. Mayo 2008.

Las matrices ortonormales de transformación (por ser ortonormal, su traspuesta coincide con su inversa) que permiten el paso de unas coordenadas a otras son:

$$\begin{Bmatrix} x_{H1} \\ y_{H1} \\ z_{H1} \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \psi & \sin \psi & 0 \\ -\sin \psi & \cos \psi & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} x_H \\ y_H \\ z_H \end{Bmatrix} = [T_{H1,H}] \{ \mathbf{x}_H \} \quad (7.1)$$

$$\begin{Bmatrix} x_S \\ y_S \\ z_S \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \theta & -\sin \theta \\ 0 & \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} x_{H1} \\ y_{H1} \\ z_{H1} \end{Bmatrix} = [T_{S,H1}] \{ \mathbf{x}_{H1} \} \quad (7.2)$$

7.3.1. Fuerzas y momentos de la sección debidas a la propia sección

Gravitatoria: Aplicada en el centro de masas (CM) y con la dirección del vector gravedad.

$$d\mathbf{F}^g = m(r)dr \mathbf{g} = -m(r)g dr \mathbf{i}_H \quad (7.3)$$

$$d\mathbf{M}^g = \mathbf{PCM} \times d\mathbf{F}^g \quad (7.4)$$

siendo $\mathbf{PCM} = y_{CM}\mathbf{j}_S + z_{CM}\mathbf{k}_S$, \mathbf{g} el vector gravedad y $m(r)$ la masa de la sección.

Aerodinámica: Aplicada en el punto $c/4$ de la cuerda.

$$d\mathbf{F}^a|_b = dT|_b \mathbf{k}_{H1} + dF_T|_b \mathbf{j}_{H1} \quad (7.5)$$

$$d\mathbf{M}^a = dM^a|_b \mathbf{i}_{H1} \quad (7.6)$$

Centrífuga: Aplicada en el centro de masas (CM).

$$d\mathbf{F}^c = -m(r)dr [\boldsymbol{\Omega} \times (\boldsymbol{\Omega} \times \mathbf{HCM})] \quad (7.7)$$

$$d\mathbf{M}^c = \mathbf{PCM} \times d\mathbf{F}^c \quad (7.8)$$

siendo $\boldsymbol{\Omega} = \Omega \mathbf{k}_H$ y $\mathbf{HCM} = r\mathbf{i}_s + y_{CM}\mathbf{j}_s + z_{CM}\mathbf{k}_s$.

7.3.2. Fuerzas y momentos de la sección debidas a las secciones exteriores

El cálculo de la resistencia estructural exige el conocimiento de las cargas que deberá soportar una determinada sección de la pala, que consistirá en la acumulación de cargas exteriores hasta dicha sección. Sea $\xi \in (r, R]$, las acciones quedan determinadas por las siguientes integrales, expresadas en el sistema de referencia H_1 . Las mismas se expresan en los ejes S sin más que multiplicar por la matriz de transformación $T_{S,H1}$:

$$\mathbf{F}(r, \psi) = \int_r^R \frac{d\mathbf{F}(\xi, \psi)}{d\xi} d\xi = \int_r^R \frac{1}{d\xi} \begin{Bmatrix} dF_{xH1} \\ dF_{yH1} \\ dF_{zH1} \end{Bmatrix} d\xi \quad (7.9)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{M}(r, \psi) &= \int_r^R \frac{d\mathbf{M}}{d\xi} d\xi + \int_r^R \mathbf{PP}_\xi \times \frac{d\mathbf{F}}{d\xi} d\xi = \\ &= \int_r^R \frac{1}{d\xi} \begin{Bmatrix} dM_{xH1} \\ dM_{yH1} \\ dM_{zH1} \end{Bmatrix} d\xi + \int_r^R \begin{Bmatrix} \xi - r \\ 0 \\ 0 \end{Bmatrix} \times \frac{1}{d\xi} \begin{Bmatrix} dF_{xH1} \\ dF_{yH1} \\ dF_{zH1} \end{Bmatrix} d\xi \end{aligned} \quad (7.10)$$

donde F_{xH1} , F_{yH1} y F_{zH1} son las componentes según los ejes \mathbf{i}_{H1} , \mathbf{j}_{H1} y \mathbf{k}_{H1} de la resultante de fuerzas, suma de las contribuciones aerodinámica, gravitatoria y centrífuga. Lo mismo para los momentos.

7.4. Estructura interna de la pala

Como se vio previamente, el cálculo de las fuerzas y momentos gravitatorios y centrífugos requiere de una estimación del valor de la masa por unidad de longitud de la pala (kg/m). Obviamente, esta estimación puede ser más o menos precisa según se consideren ciertos factores o no, como son las posiciones del centro de masas de cada sección, la estructura interna de la pala y los materiales empleados, entre otros.

Se consideraron tres modelos diferentes para el cálculo de dicha masa por unidad de longitud:

Estimation: Supone una distribución máscica proporcional al cuadrado de la cuerda ($m(r) \propto c^2$) en la que el centro de gravedad coincide con el punto $c/4$ de la cuerda. Como masa total de la masa se empleará la calculada previamente en el Capítulo 6: 32.303 kg.

Known-blade: Supone que la distribución de masas, $m(r)$, y la posición del centro de gravedad (CM) son conocidas. No se hará uso de esta opción en los cálculos posteriores.

Optimisation: Supone un perfil típico para cada sección formado por revestimiento, cajón de torsión y refuerzos de borde de salida, pudiendo elegir su geometría y los materiales empleados para cada elemento estructural. Los datos de los materiales serán aportados en la Sección 7.4.1, así como los datos geométricos, fruto de un análisis que perseguirá la optimización de la estructura para conseguir el mínimo peso sin sufrir daños estructurales. Se hará uso de esta opción para el cálculo de cargas y resistencia última de la pala.

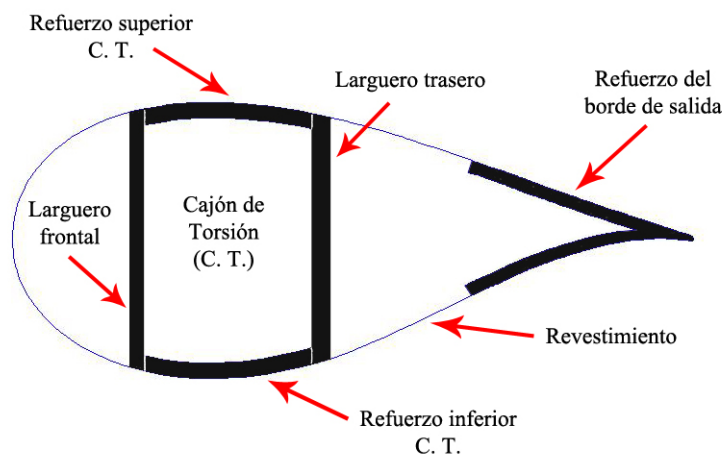


Figura 7.2: Estructura interna para el modo “Optimisation”

7.4.1. Propiedades mecánicas de los materiales empleados

Debido al tamaño tan grande de la pala se va a optar por un uso extendido de compuestos de fibra de carbono para poder resistir las altas cargas por gravedad. La tabla 7.4 recoge las propiedades mecánicas y físicas más relevantes para el estudio estructural:

Tabla 7.4: Compuestos utilizados para el cálculo estructural

Elemento	Compuesto	Densidad ρ (kg/m ³)	Módulo elástico E_x (GPa)	Módulo de elasticidad en cortadura G_{xy} (GPa)	Esfuerzo último a tensión $\sigma_{x,t}$ (MPa)	Esfuerzo último a compresión $\sigma_{x,c}$ (MPa)
Revestimiento	Prepreg glass uni + triax, 70% 0°	1880	29	6	783	449,5
Larguero frontal	Prepreg hybrid carbon/fiberglass triax, 70% 0°	1621	74,3	4,8	1003,1	668,7
Larguero trasero						
Refuerzo superior C.T.						
Refuerzo inferior C.T.						
Refuerzo del borde de salida						

Fuente: Griffin *et al.*, 2003.

7.5. Estado tensional de la pala

El objetivo de esta sección es comprobar si la pala diseñada es capaz de soportar los esfuerzos sin romper en todo el rango de velocidades (V) y para todos los ángulos ψ de funcionamiento del aerogenerador. Se comprobará si existe algún punto de la pala donde el esfuerzo (a tracción o compresión) multiplicado por el factor de seguridad correspondiente dictado por la norma (ver tabla 7.2 en la página 114), supera el esfuerzo límite del material, llevándolo a su rotura. Los factores de seguridad empleados para el cálculo son los correspondientes a carga última para el caso DLC 1.1, régimen de viento estacionario, y factores de seguridad parcial normales ($\gamma_f = 1,25$, $\gamma_m = 1,15$).

El criterio empleado para el cálculo de las tensiones en la pala es el de flexión compuesta, que consiste en calcular la deformación en cada punto de la sección teniendo en cuenta la carga a tracción (o compresión) y los momentos flectores en esa sección, lo que multiplicado por el módulo de elasticidad permitirá conocer el esfuerzo normal. Este esfuerzo incrementado por los correspondientes factores de seguridad se compara con el esfuerzo último del material:

$$\sigma_x(y_i, z_i) = E_x \cdot \epsilon_{xx}(y_i, z_i) = E_x \cdot \left(\frac{F_x}{E_x A} + \frac{M_y \cdot z_i}{E_x I_y} - \frac{M_z \cdot y_i}{E_x I_z} \right) \quad (7.11)$$

$$\frac{\sigma_{x,c}}{\gamma_m}, \frac{\sigma_{x,t}}{\gamma_m} > \gamma_f \cdot \sigma_x(y_i, z_i) \quad (7.12)$$

siendo F_x la resultante de las fuerzas según el eje x , E el módulo elástico según la dirección x , $\sigma_{x,c}$ y $\sigma_{x,t}$ los esfuerzos últimos a compresión y tracción, ϵ_{xx} la elongación según x , M_y y M_z los momentos resultantes según los ejes y y z , A el área del elemento a analizar; I_y el momento de inercia alrededor del eje y e I_z el momento de inercia respecto al eje z , e y_i y z_i las coordenadas de los puntos de la sección que se está analizando.

Como se verá más adelante, este estudio no requiere un análisis exhaustivo para cada velocidad y posición de la pala, puesto que las cargas sólo son máximas para determinadas situaciones. Esto supone reducir el estudio desde 30 velocidades y 16 posiciones (480 casos) a sólo 4 casos (velocidad nominal y posiciones ψ de 0° , 90° , 180° y 270°). Aunque los ángulos de 180° y 270° produzcan las mismas cargas que los casos 0° y 90° (las únicas que difieren según la posición son las gravitatorias), el criterio de resistencia es diferente, ya que por ejemplo, en los casos 0° y 180° las cargas gravitatorias tienen signo distinto (una somete a la pala a tracción y la otra a compresión), pero la resistencia del material no es igual para ambos casos (resulta menor para el caso de compresión).

7.6. Cálculos

7.6.1. Procedimiento

El cálculo de cargas requiere del conocimiento de la distribución de masas de la pala. Una vez halladas las cargas, esta distribución debe soportar unas exigencias mecánicas dadas por unas condiciones de funcionamiento que ya se vieron en la Sección 7.2. Es por tanto un sistema acoplado que requerirá de unas primeras estimaciones que nos proporcionen un orden de magnitud para proceder consecuentemente al ajuste posterior que nos proporcione unas características adecuadas de resistencia y peso.

El **primer paso** consiste en emplear el modelo “*estimation*” para tener una primera aproximación de cuáles y cuándo serán las cargas más determinantes a la hora de proceder al estudio. Debido al carácter variacional de las cargas aerodinámicas con la velocidad del viento y el ángulo de ataque de los perfiles, convendrá observar para qué valor de dicha velocidad son estas cargas máximas. Las cargas gravitatorias dependerán exclusivamente de la distribución de masas y del ángulo de la pala respecto de la posición vertical (ψ). Las centrífugas, sin embargo, al depender de Ω , serán función tanto de la velocidad del viento como de la distribución de masas. Los resultados de este primer paso no se mostrarán por no representar las cargas reales de la pala a obtener.

Como se comentó en la Sección 5.3.2, se tomará el control por paso activo como método de regulación de la velocidad de giro del rotor. La razón para esta decisión se verá en los apartados siguientes.

Tabla 7.5: Datos de entrada para el modelo “*estimation*”

g (m/s ²)	ρ (kg/m ³)	Masa pala (kg)	Tipo control	Radio (m)
9,81	1,225	32.303	Paso	80

Tras calcular las cargas debidas a la propia sección y estudiar las gráficas, se observa lo siguiente:

- ▷ Las cargas aerodinámicas máximas de cada sección, para el control por cambio de paso (las de pérdida activa difieren), ocurren a la velocidad nominal (V_N) en zonas próximas a la punta de la pala y cercanas a la velocidad de corte (v_{out}) cerca de la raíz.
- ▷ Las cargas gravitatorias máximas aparecen para ángulos ψ de 0°, 90°, 180° y 270°. Serán más importantes en las secciones con mayor cuerda (cerca de la raíz) debido a la ley de masas empleada para dicho modelo.
- ▷ Las cargas centrífugas máximas de cada sección, para el control por cambio de paso, ocurren a la velocidad nominal (V_N) y se mantienen constantes hasta la velocidad de corte. Esto se debe a que la velocidad de giro Ω se mantiene constante a partir de V_N . Las secciones que generan más carga son aquellas con mayor masa, o sea, las cercanas a la raíz.

A continuación se procede de la misma manera con las cargas acumuladas:

- ▷ Las cargas aerodinámicas máximas acumuladas de la pala, para el control por cambio de paso, ocurren a la velocidad nominal (V_N).
- ▷ Las cargas gravitatorias son máximas en el eje x_S para las posiciones 0° y 180°. Los ejes y_S y z_S sufren cargas un poco menores pero igualmente importantes para ángulos 90° y 270°.
- ▷ Las cargas centrífugas máximas acumuladas, para el control por cambio de paso, ocurren a V_N y se mantienen máximas hasta v_{out} debido a que Ω se mantiene constante en dicho intervalo de velocidades del viento.
- ▷ Las cargas acumuladas máximas son mayores para el caso de control por pérdida activa que para el control por paso activo.

Como **primera conclusión**, se puede predecir que las máximas exigencias estructurales para el caso en estudio (régimen estacionario, sin más cargas que las anteriormente mencionadas) deberán estar entre las velocidades de viento nominal y de corte, para ángulos ψ múltiplos de $\frac{\pi}{2}$.

El **segundo paso** consiste en definir la estructura interna, para ello se dan unos primeros valores. Acto seguido, se calculan los esfuerzos normales y se comprueba la validez. Mediante los esfuerzos normalizados con el esfuerzo último se tiene una idea del sobredimensionado de los espesores relativos, pudiendo así aproximar este a valores óptimos que permitan reducir el peso de la pala sin poner en peligro la estructura. Tras varias aproximaciones en las cuales se han considerado los valores de V_N y ψ para cargas máximas, y haciendo especial hincapié en aquellas zonas más débiles, se modifican estos espesores en las zonas con problemas (generalmente allí donde cambia el perfil, y por tanto, la geometría) aumentando localmente el espesor. Se modifican también aquellas en que el espesor es excesivo mediante una variación cuadrática que lo reduzca.

El tercer y **último paso** consiste en calcular las gráficas obtenidas anteriormente con el modelo “*estimation*”, ahora para el modelo “*optimisation*”. Dichas gráficas se mostrarán en la Sección 7.6.2. Todas las gráficas mostradas, a menos que se especifique lo contrario, son para el caso de control por paso activo.

7.6.2. Resultados

Como se comentó con anterioridad, tanto la distribución de masas como las cargas, al estar ligadas, tienen el efecto de modificarse entre sí. Finalmente se llegó a los siguientes resultados, que sin ser los más óptimos que se podían haber conseguido, cumplen dos condiciones: la masa conseguida es menor que la estimada por WindPACT, y cumple con holgura las exigencias de esfuerzos, dejando abierta la posibilidad de poder cumplir otro tipo de exigencias más restrictivas (fatiga, cargas extremas debido a ráfagas, etc.), siendo por tanto un peso más realista¹. La masa total de la pala obtenida resultó ser de 31.543 kg (menor que los 32.303 kg del modelo WindPACT).

Tabla 7.6: Valores y modificaciones de la estructura interna de la pala

Elemento	Compuesto	Distancia/espesor relativo ($d = l/c$, $e = t/c$)		Modificaciones
Revestimiento	Prepreg glass uni + triax, 70 % 0°	$k_0 = k_1 = 0,0005$ $e_6(x) = e_{6,0} \cdot \left(\frac{70+30 \cdot x^2}{100} \right)$ siendo $e_{6,0} = k_1 + \frac{k_0}{c}$ y $x = \frac{r}{R}$		$\begin{cases} e_{6,mod.}(x) = 1,15 \cdot e_6(x) & 0,66 \leq x \leq 0,97 \\ e_{6,mod.}(x) = 2 \cdot e_6(x) & 0,97 < x \leq 1 \end{cases}$
Larguero frontal	Prepreg hybrid carbon/fiberglass triax, 70 % 0°	$d_1 = 0,1$	$e_1 = e_{1,0} \cdot \left(\frac{90+10 \cdot x^2}{100} \right)$ $e_{1,0} = 0,004$	-
Larguero trasero		$d_2 = 0,22$	$e_2 = e_{2,0} \cdot \left(\frac{90+10 \cdot x^2}{100} \right)$ $e_{2,0} = 0,004$	-
Refuerzo superior C.T.		$e_3 = e_{3,0} \cdot \left(\frac{90+10 \cdot x^2}{100} \right)$, $e_{3,0} = 0,0045$		$\begin{cases} e_{3,mod,1}(x) = 1,3 \cdot e_3(x) & 0,66 \leq x \leq 1 \\ e_{3,mod,2}(x) = 3 \cdot e_{3,mod,1}(x) & 0,96 \leq x \leq 1 \end{cases}$
Refuerzo inferior C.T.		$e_4 = e_{4,0} \cdot \left(\frac{90+10 \cdot x^2}{100} \right)$, $e_{4,0} = 0,0045$		$\begin{cases} e_{4,mod,1}(x) = 1,1 \cdot e_4(x) & 0,66 \leq x \leq 1 \\ e_{4,mod,2}(x) = 3 \cdot e_{4,mod,1}(x) & 0,96 \leq x \leq 1 \end{cases}$
Refuerzo del borde de salida		$e_5 = e_{5,0} \cdot \left(\frac{-(40 \cdot x)^2 + 2560 \cdot x + 1000}{2000} \right)$ $e_{5,0} = 0,0015$		$\begin{cases} e_{5,mod.}(x) = 2 \cdot e_5(x) & 0,66 \leq x \leq 1 \end{cases}$

¹La pala del V164-7.0 MW de Vestas pesa alrededor de 35 toneladas:
<http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/V16470MW/V16470MW/>

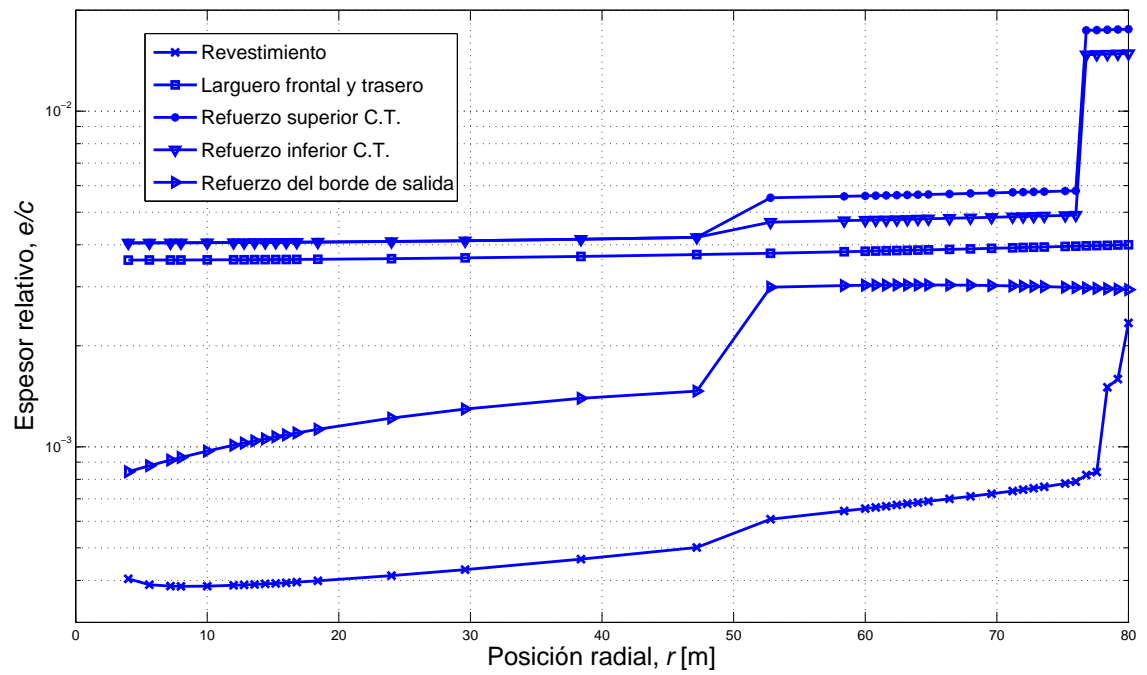


Figura 7.3: Espesores de cada elemento a lo largo de la pala

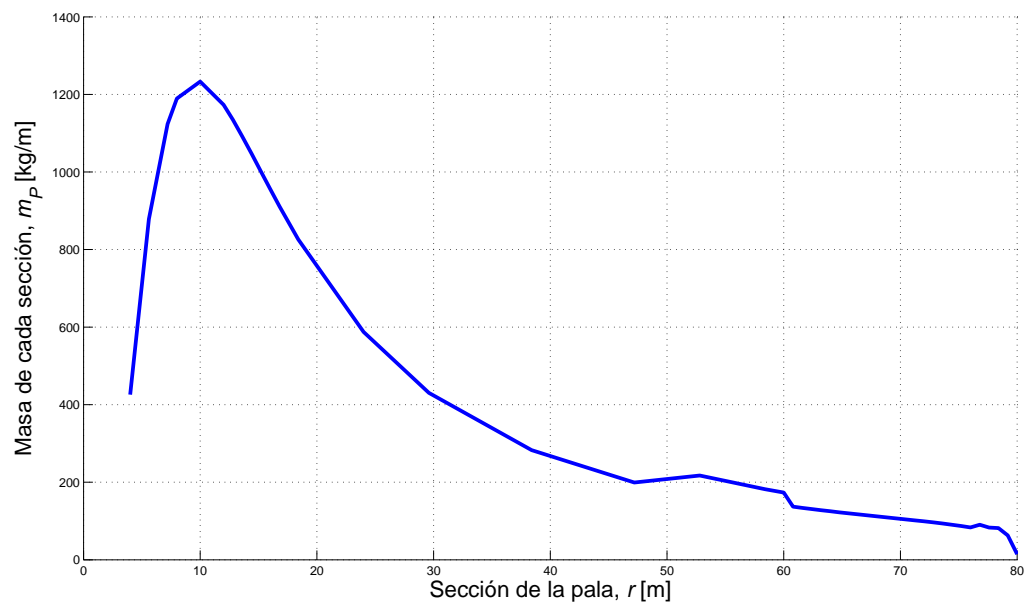


Figura 7.4: Masa por unidad de longitud de la pala

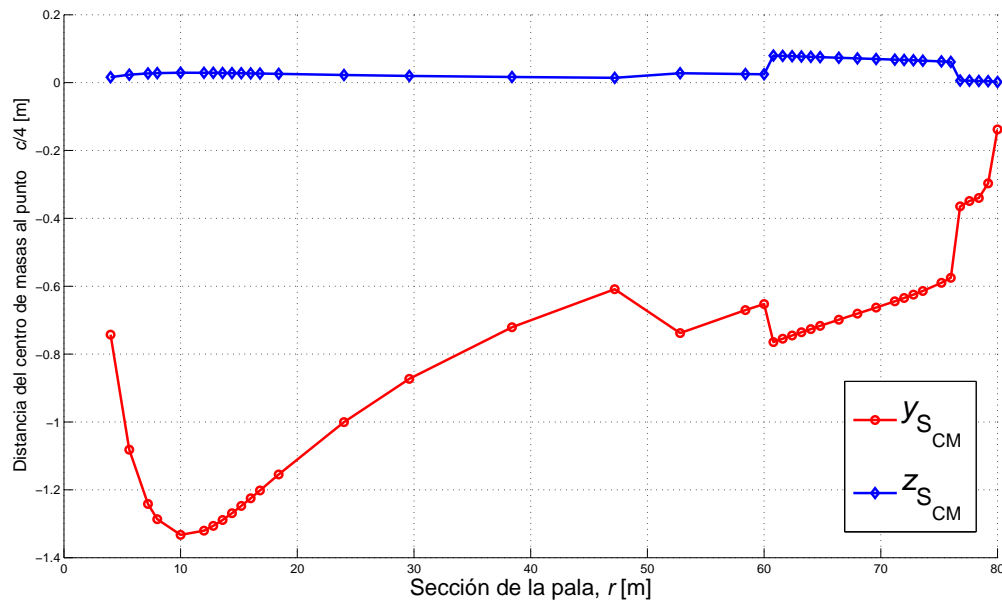


Figura 7.5: Posiciones de los centros de masa en cada sección

7.6.2.1. Fuerzas y momentos de la sección debidas a la propia sección

Se muestran a continuación las gráficas para las cargas estudiadas. Las aerodinámicas varían según la ley de control obtenida en la Sección 5.3.2, que impone un ángulo de paso para cada velocidad de viento:

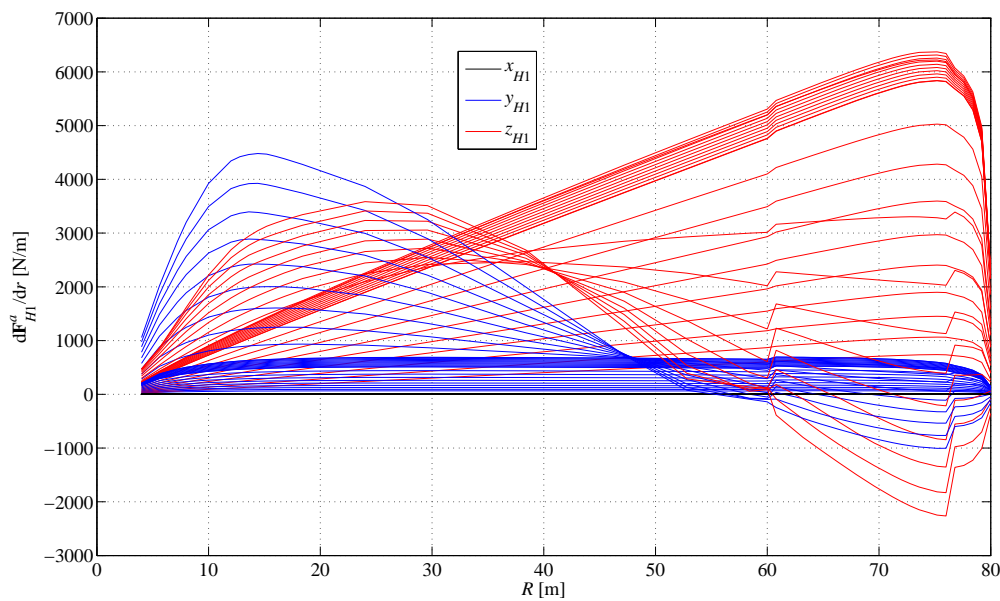


Figura 7.6: Fuerzas aerodinámicas debidas a la propia sección

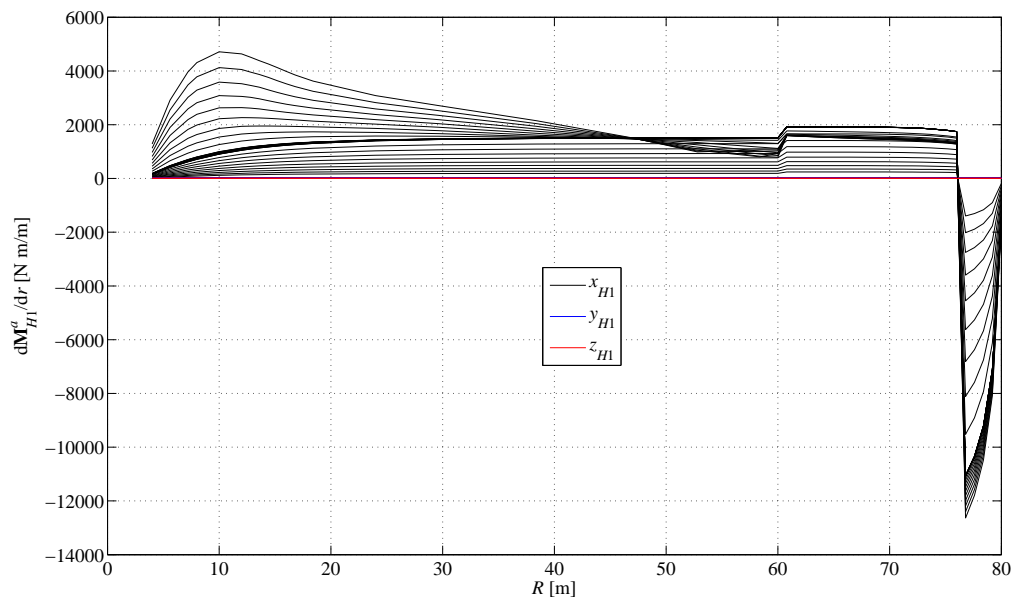
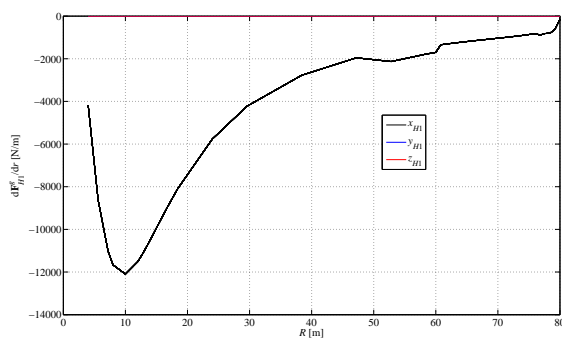


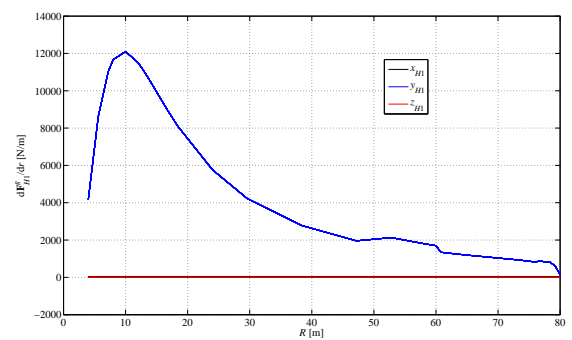
Figura 7.7: Momentos aerodinámicos debidos a la propia sección

Se puede apreciar el salto de fuerza aerodinámica en la zona de la pala donde existe un cambio de perfil. Los momentos generados por el aumento de velocidad del viento y cambio de ángulo de paso en la punta se incrementan hasta el punto de casi triplicar el valor existente en el resto de las secciones interiores. Esto exige una mayor rigidez y resistencia en dicha zona, como se puede comprobar en la figura 7.3.

Las gravitatorias varían según el ángulo de posición respecto de la posición más alta (ψ):



(a) $\psi = 0^\circ$



(b) $\psi = 90^\circ$

Figura 7.8: Fuerzas gravitatorias debidas a la propia sección (diferentes ψ)

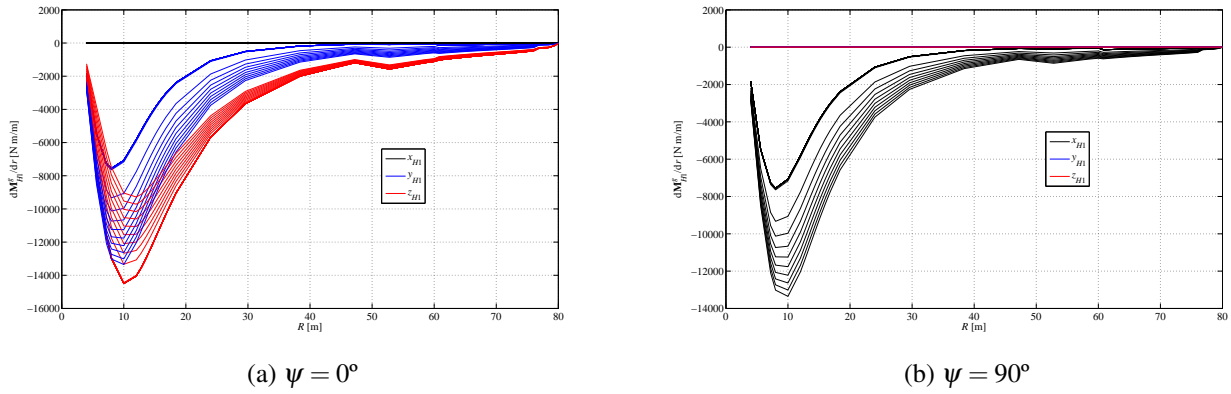


Figura 7.9: Momentos gravitatorios debidos a la propia sección (diferentes ψ)

Igualmente se vuelve a apreciar que, debido al aumento de espesor en las zonas cercanas a la punta, estas acciones son más notorias. Las gráficas para $\psi = 180^\circ$ y $\psi = 270^\circ$ se han suprimido debido al carácter similar de las cargas con respecto a los ángulos $\psi = 0^\circ$ y $\psi = 90^\circ$, respectivamente.

Las cargas centrífugas varían según la velocidad de giro del rotor (Ω), dependiendo por tanto de la velocidad del viento y la limitación por ruido, que impone una velocidad de giro máxima:

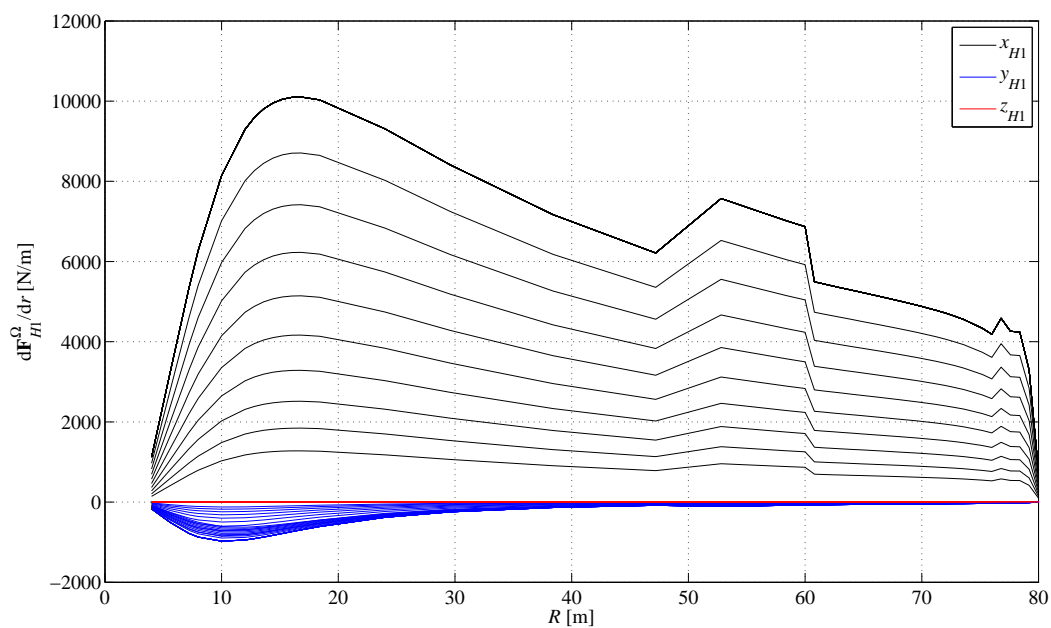


Figura 7.10: Fuerzas centrífugas debidas a la propia sección

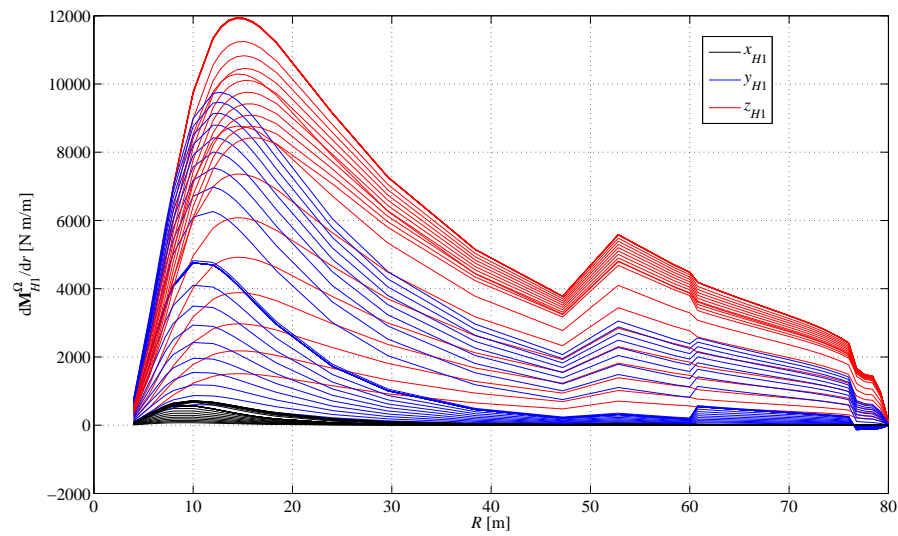
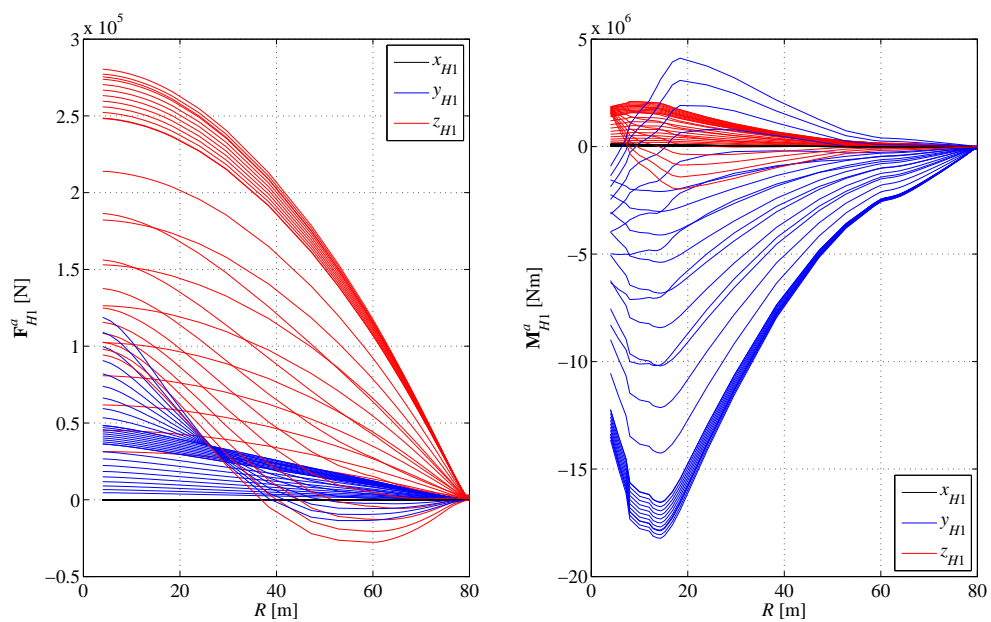


Figura 7.11: Momentos centrífugos debidos a la propia sección

Como ya se vio en las gráficas anteriores, se observa que el aumento de espesor cerca de la punta (y por tanto, de masa) supone que la contribución a las fuerzas centrífugas de esas secciones sea apreciablemente mayor que las adyacentes.

7.6.2.2. Fuerzas y momentos de la sección debidas a las secciones exteriores

A continuación se muestran las gráficas para fuerzas y momentos acumulados en una sección debido a las restantes secciones externas (desde dicha sección hasta la punta). Las cargas que se consideran a la hora de dimensionar son las proyectadas en ejes S, por lo que se resaltan aquellas fuerzas y momentos máximos en cada sección.

Figura 7.12: Fuerzas y momentos aerodinámicos acumulados en cada sección (ejes H_1)

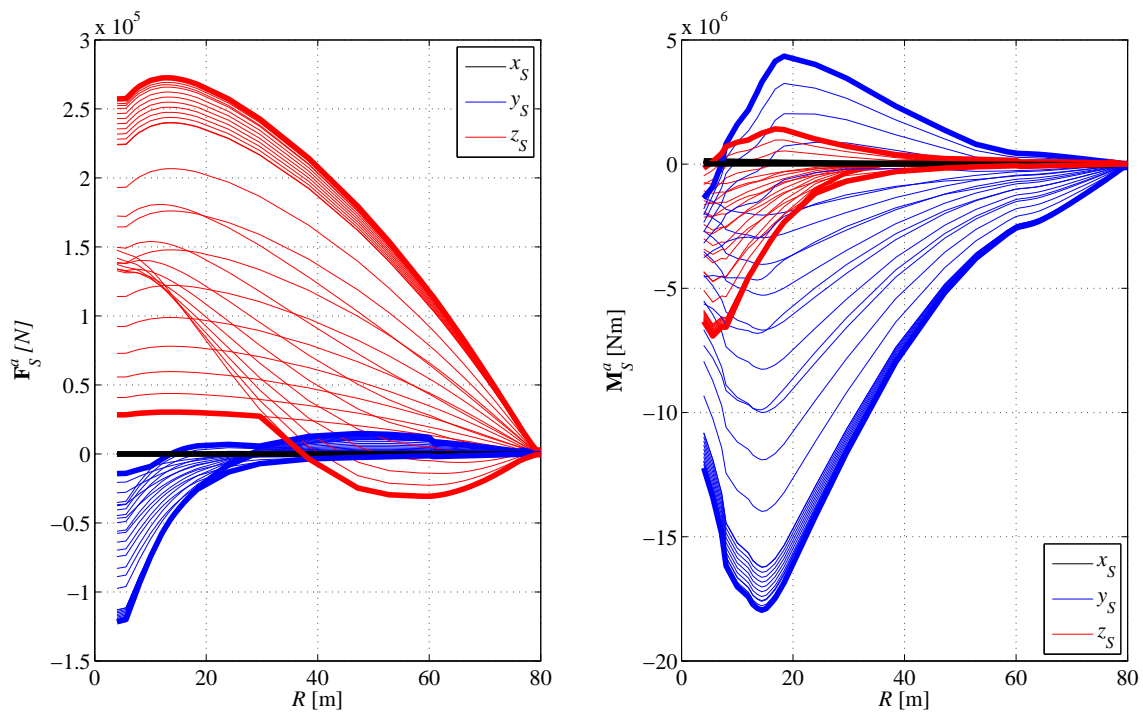


Figura 7.13: Fuerzas y momentos aerodinámicos acumulados en cada sección (ejes S)

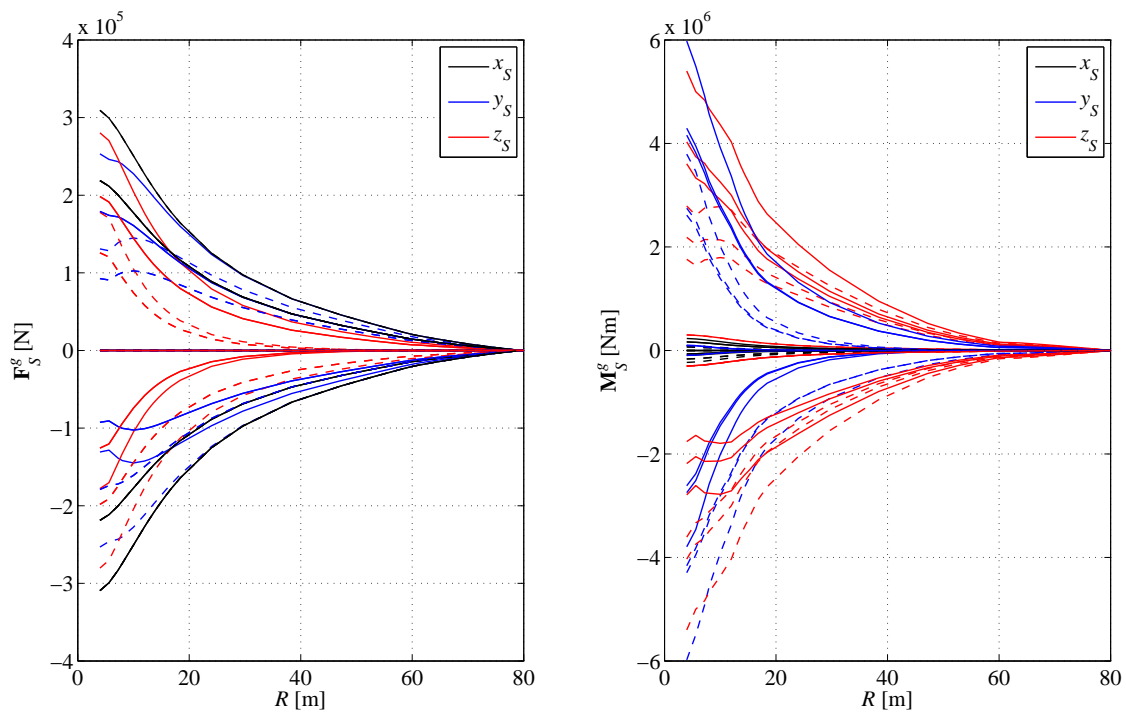
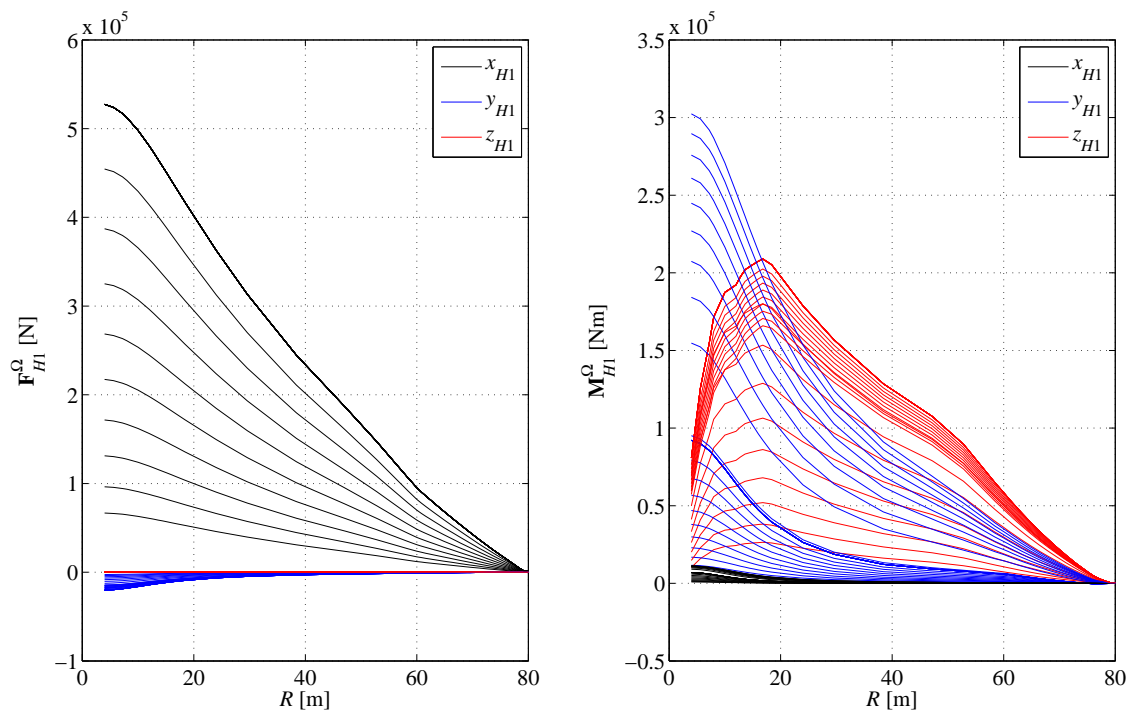
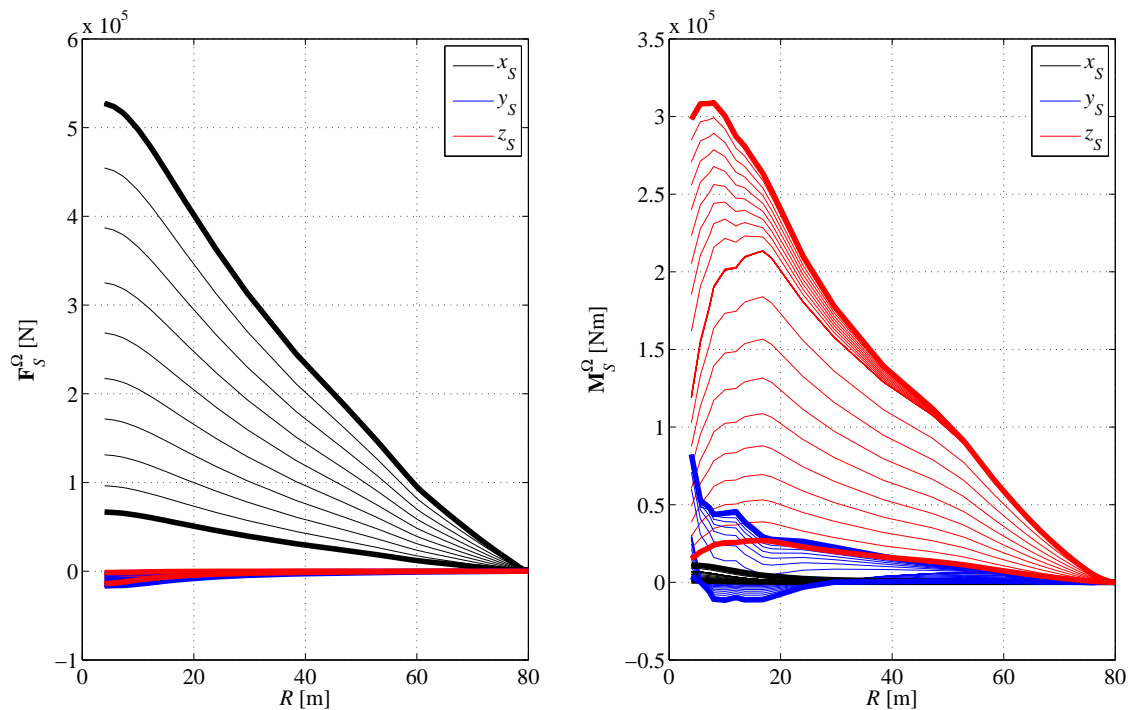


Figura 7.14: Fuerzas y momentos gravitatorios acumulados en cada sección (ejes S) para ángulos ψ múltiplos de $\frac{\pi}{4}$

Figura 7.15: Fuerzas y momentos centrífugos acumulados en cada sección (ejes H_1)Figura 7.16: Fuerzas y momentos centrífugos acumulados en cada sección (ejes S)

Como se puede comprobar en las figuras 7.13 y 7.17, la razón por la que se optó por cambio por paso activo es que las cargas, en valor absoluto, son menores para este tipo de control respecto de las soportadas para el caso de control por pérdida activa.

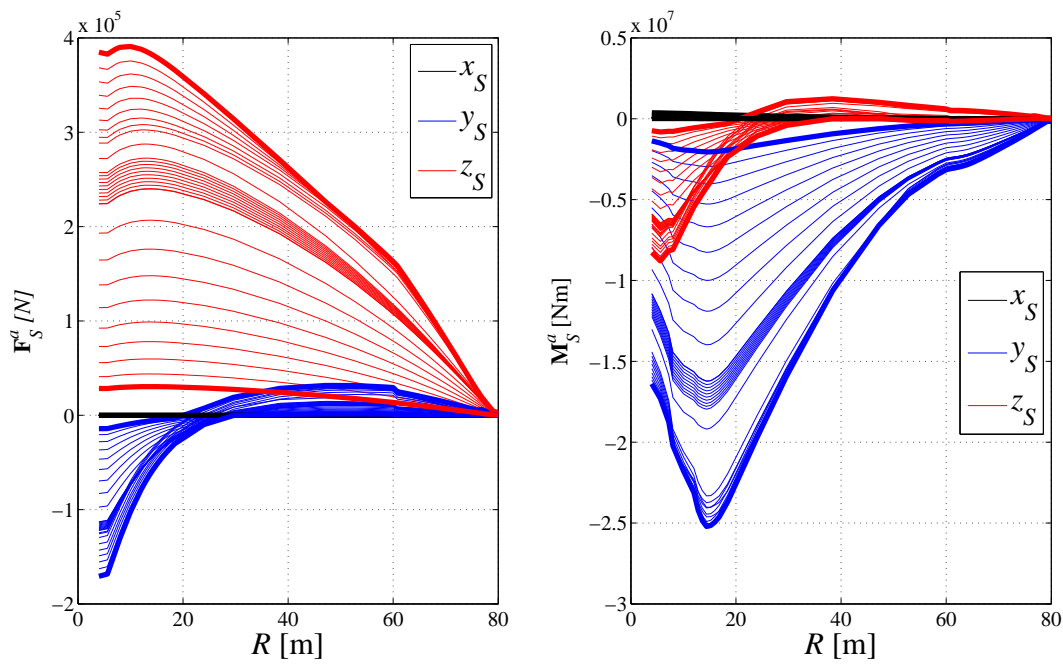


Figura 7.17: Fuerzas y momentos aerodinámicos acumulados para pérdida activa (ejes S)

7.6.2.3. Fuerzas y momentos acumulados máximos

Las siguientes figuras muestran las envolventes de todas las curvas calculadas anteriormente en ejes S. En la leyenda se lee: a , que son las envolventes de las fuerzas y momentos aerodinámicos; g las envolventes gravitatorias y Ω las envolventes centrífugas:

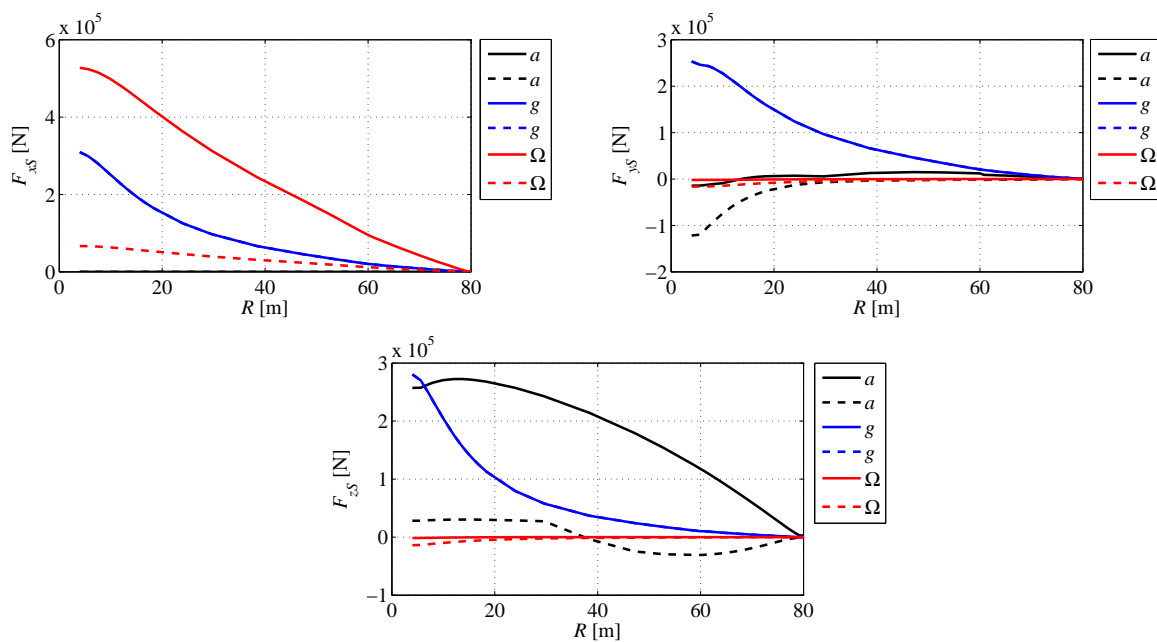


Figura 7.18: Envolventes de las fuerzas

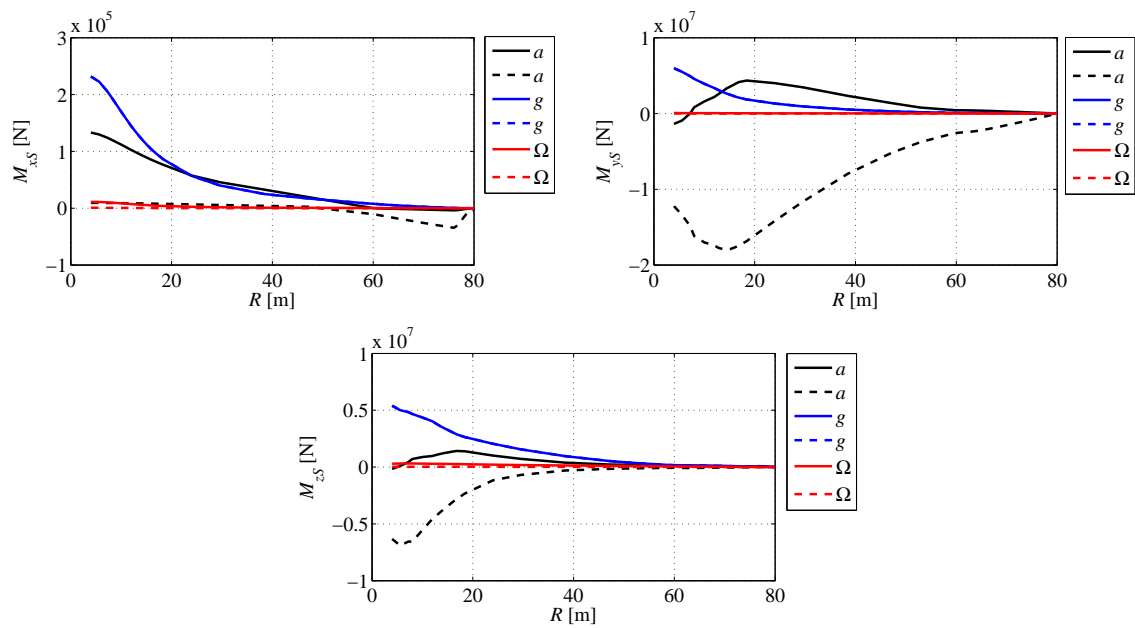


Figura 7.19: Envolventes de los momentos

7.6.2.4. Esfuerzos normales en cada elemento

Tras el cálculo de cargas sigue el cálculo de resistencia estructural. Se muestran a continuación las tensiones normales soportadas por cada elemento, así como dichas tensiones normalizadas con el esfuerzo a carga última y, por último, la validez o no de los cálculos realizados. Los resultados corresponden al caso en el que la velocidad es la nominal (V_N) y la posición $\psi = 90^\circ$:

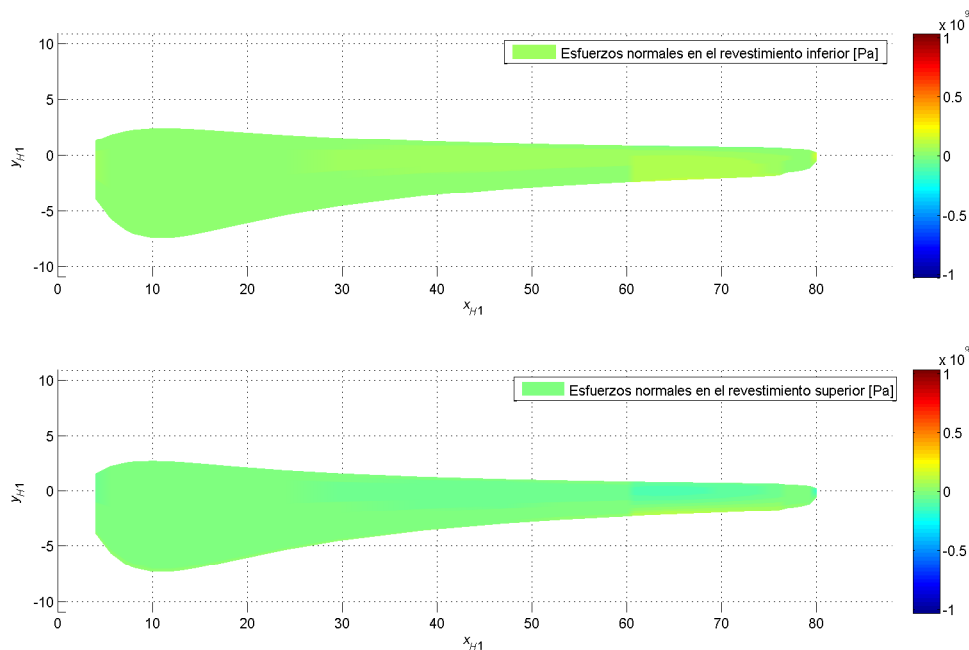


Figura 7.20: Distribución de esfuerzos normales en el revestimiento

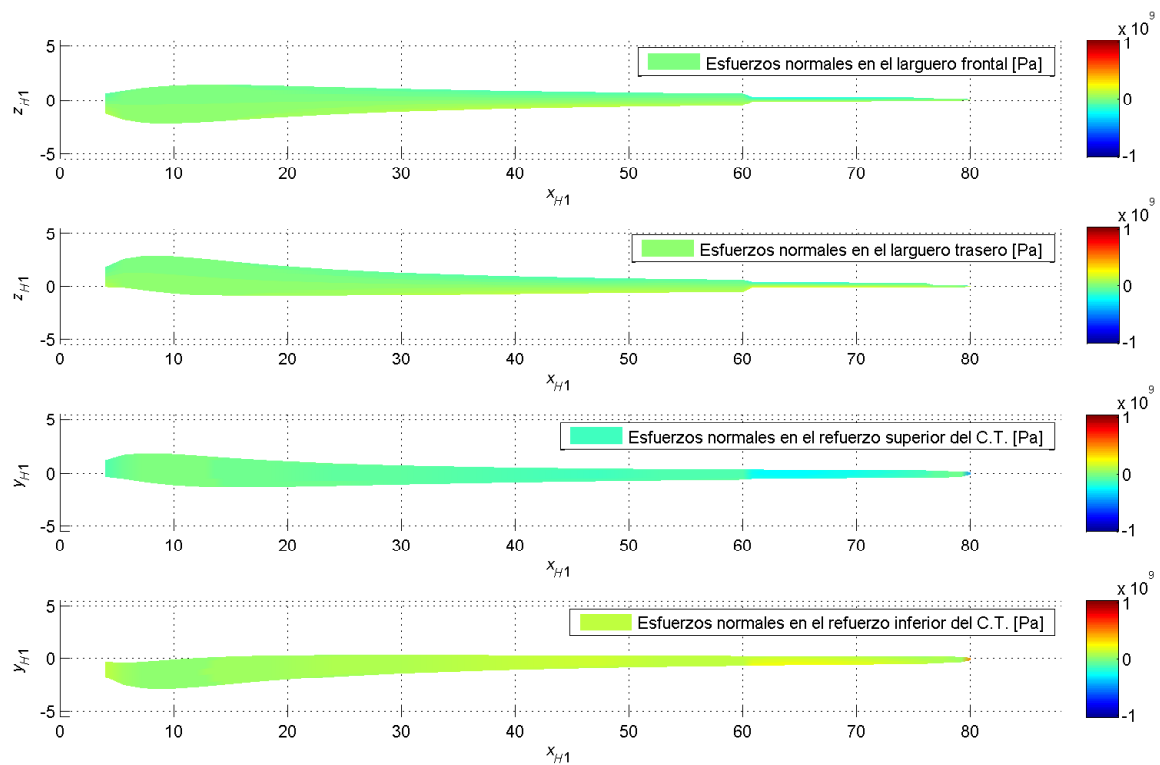


Figura 7.21: Distribución de esfuerzos normales en largueros y refuerzos

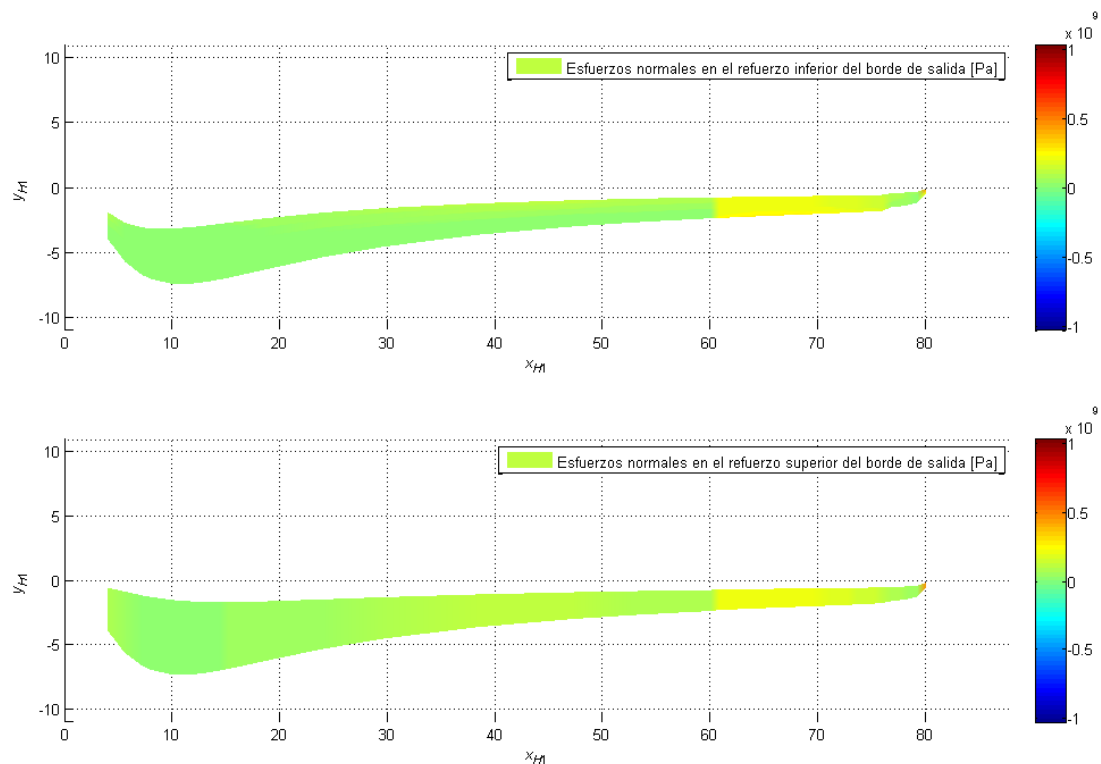


Figura 7.22: Distribución de esfuerzos normales en el refuerzo del borde de salida

El cambio de color en la zona entre $r = 60$ m y $r = 75$ m justifica lo visto en las gráficas de las cargas. Esta zona está sometida a mayores esfuerzos, y a pesar del aumento de espesor en dicha zona sigue estando más solicitada estructuralmente que el resto. Valores positivos corresponden a zonas sometidas a tensión. Veremos a continuación si este aumento de espesor ha sido suficiente:

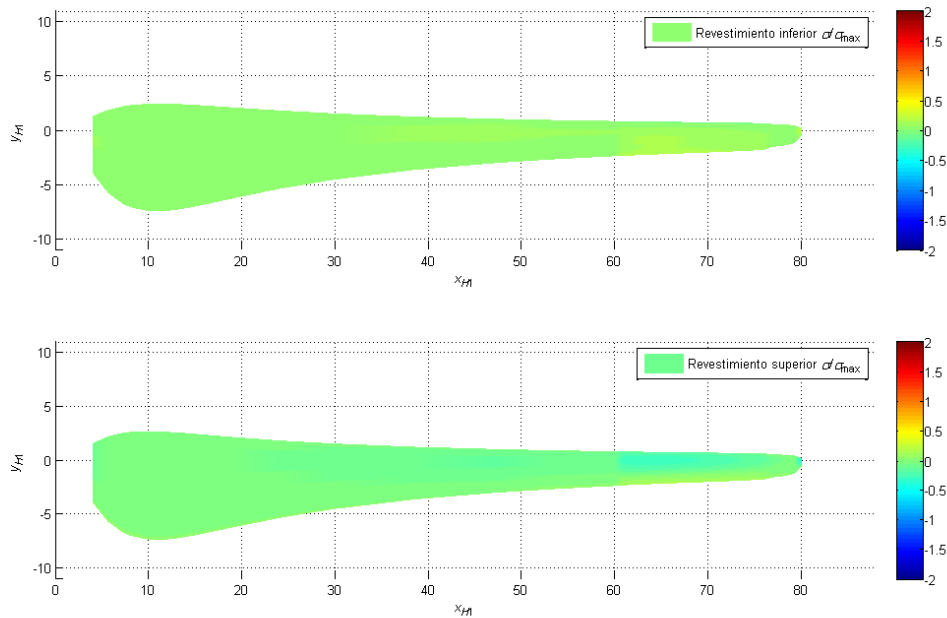


Figura 7.23: Distribución de esfuerzos normalizados en el revestimiento

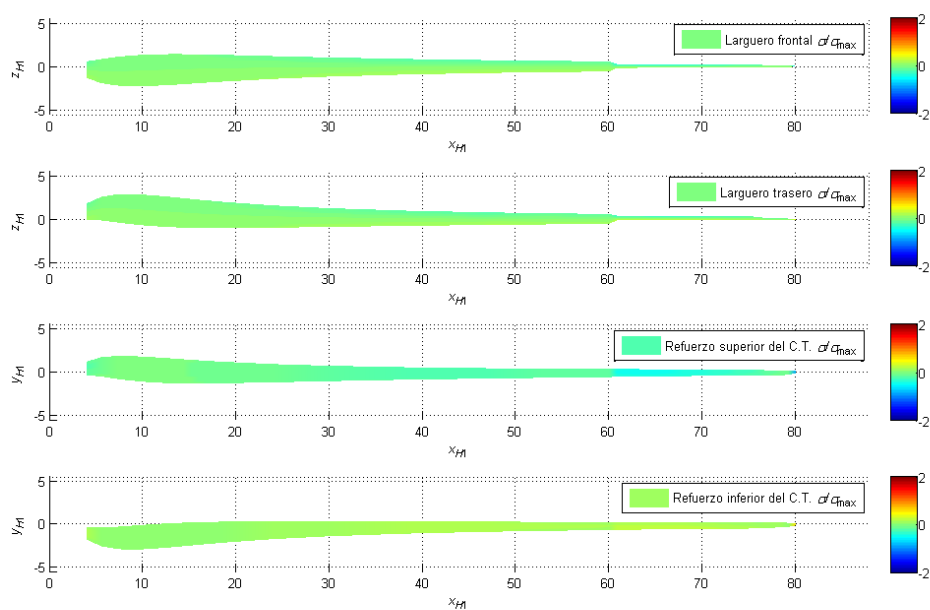


Figura 7.24: Distribución de esfuerzos normalizados en largueros y refuerzos

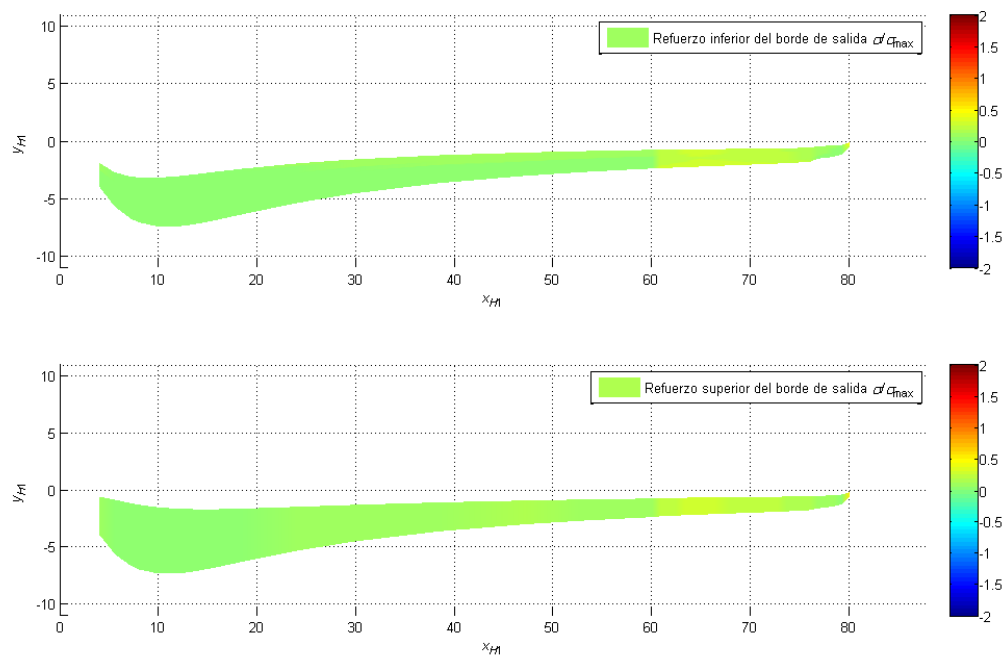


Figura 7.25: Distribución de esfuerzos normalizados en el refuerzo del borde de salida

Se aprecia una ligera variación de color a lo largo de la pala, sobre todo en aquellas zonas más solicitadas, pero debido a los diversos ajustes zonales en el espesor relativo (t/c) de los elementos, esta variación es menor que la que habría en un caso de variación lineal o cuadrática. Por último se muestran las figuras que confirman la validez del diseño (el rojo denota rotura estructural):

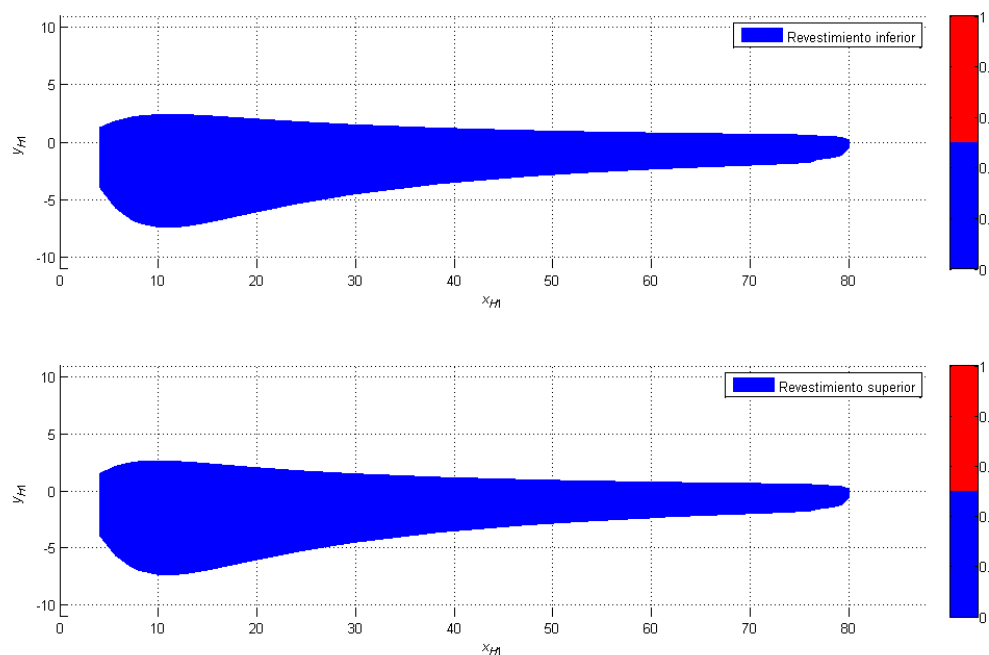


Figura 7.26: Validez del diseño del revestimiento

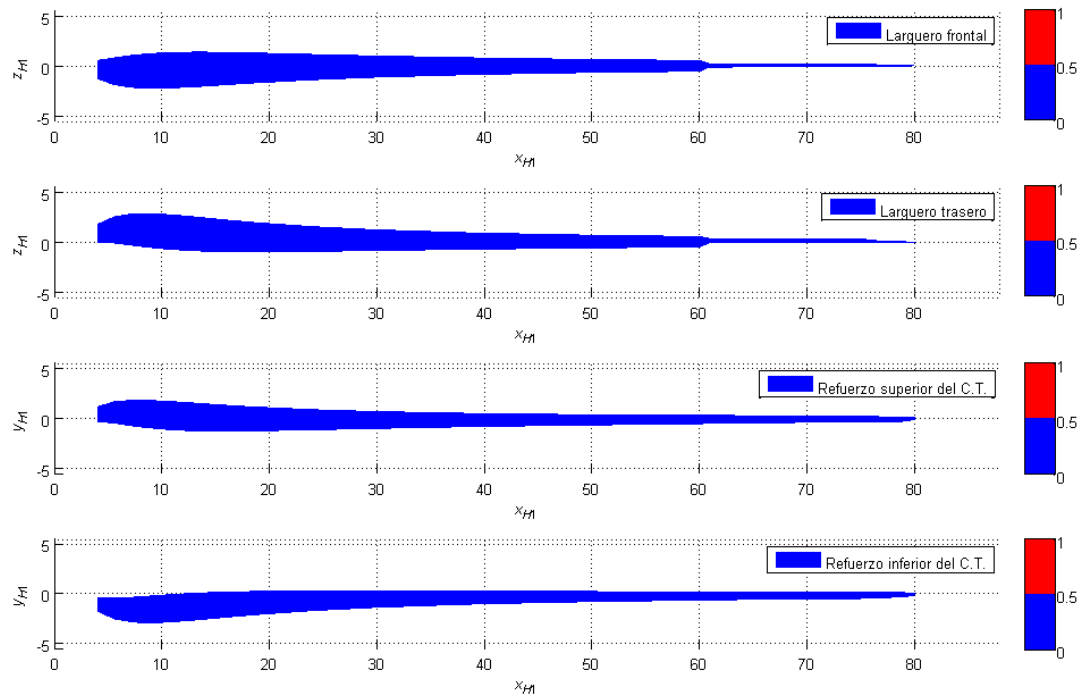


Figura 7.27: Validez del diseño de largueros y refuerzos

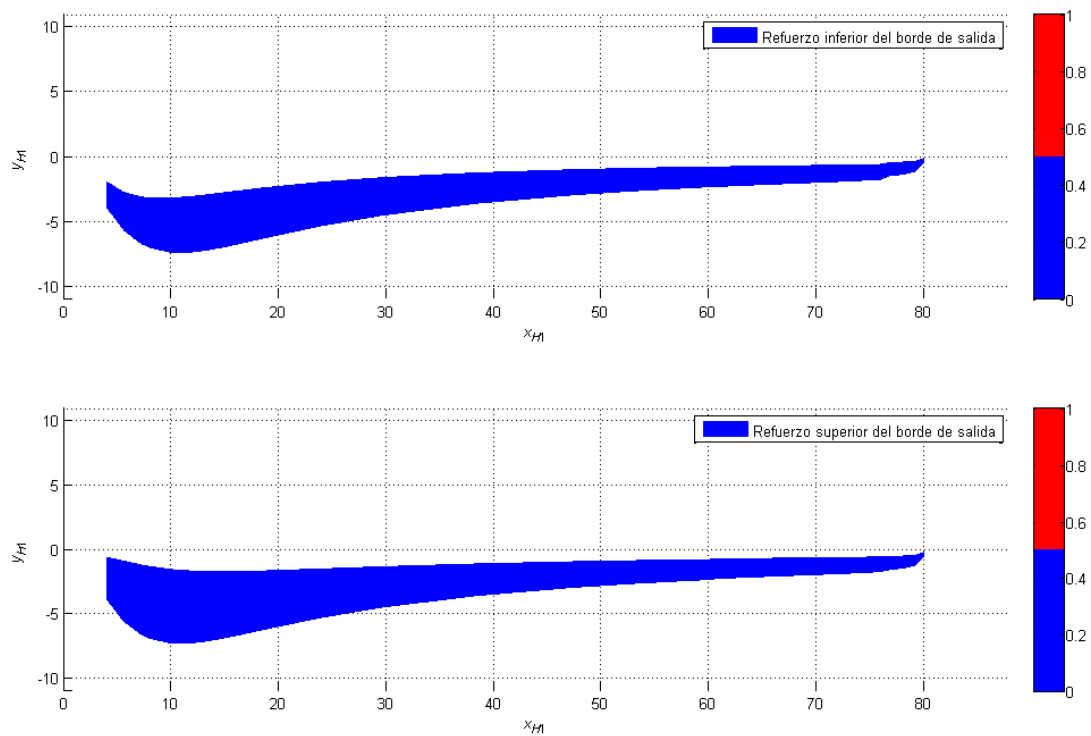


Figura 7.28: Validez del diseño del refuerzo del borde de salida

Como era de esperar, debido a los criterios de diseño comentados al comienzo de la Sección 7.6.2, la estructura soporta las cargas sin ningún problema. Posteriormente se hará un estudio más limitante para ver cuánto es capaz de reducirse la masa si sólo tuviese que soportar cargas estacionarias bajo esfuerzo último, es decir, el caso en estudio. No sería un caso demasiado realista pero daría una idea de los límites de diseño. Se verá, también, un caso en el que sólo se emplee fibra de vidrio para toda la pala para el mismo caso limitante, viendo así la influencia que tiene en la masa y la resistencia el uso de fibra de carbono.

7.6.3. Análisis posteriores

7.6.3.1. Pala de mínima masa (GRP+CFRP)

Se tomarán las mismas leyes de espesores empleadas para el caso anterior, variando solamente los espesores relativos iniciales ($e_{i,0}$) de los elementos y los multiplicadores de los espesores relativos en las secciones modificadas. Tras repetir los pasos descritos anteriormente, se toman los valores que aparecen en la tabla 7.8, y se adjuntan los utilizados para la pala calculada previamente con fines comparativos:

Tabla 7.8: Espesores relativos iniciales (realista y mínima masa)

Elemento	Pala realista		Pala de mínima masa	
	Espesores relativos iniciales	Multiplicadores	Espesores relativos iniciales	Multiplicadores
Revestimiento (k_0, k_1)	0,0005	1,15/ 2	0,00007	1,15/2
Larguero frontal (e_1)	0,004	-	0,002	-
Larguero trasero (e_2)	0,004	-	0,0028	-
Refuerzo superior del C.T. (e_3)	0,0045	1,3/3	0,0035	1,7/5
Refuerzo inferior del C.T. (e_4)	0,0045	1,1/3	0,0025	1,1/4
Refuerzo del borde de salida (e_5)	0,0015	2	0,001	2,8
Masa total de la pala [kg]	31.543		18.236,5	

A pesar de haber reducido la masa en un 42,2 %, la optimización de masa no ha sido del todo óptima debido a las restricciones de leyes de espesores impuestas. Aún así, la pala soporta las cargas sin problemas a lo largo de su longitud. Durante la etapa de optimización se han apreciado problemas en los refuerzos superior y de borde de salida inferior cerca de la punta. Los nuevos multiplicadores confirman ese problema, ya que se ha tenido que aumentar el espesor en la punta para evitar fallos. La figura 7.30 esclarece lo antes expuesto, observándose un gran aligeramiento en las secciones cercanas al buje, pero manteniendo la zona de la punta casi inalterada, excepto para el revestimiento.

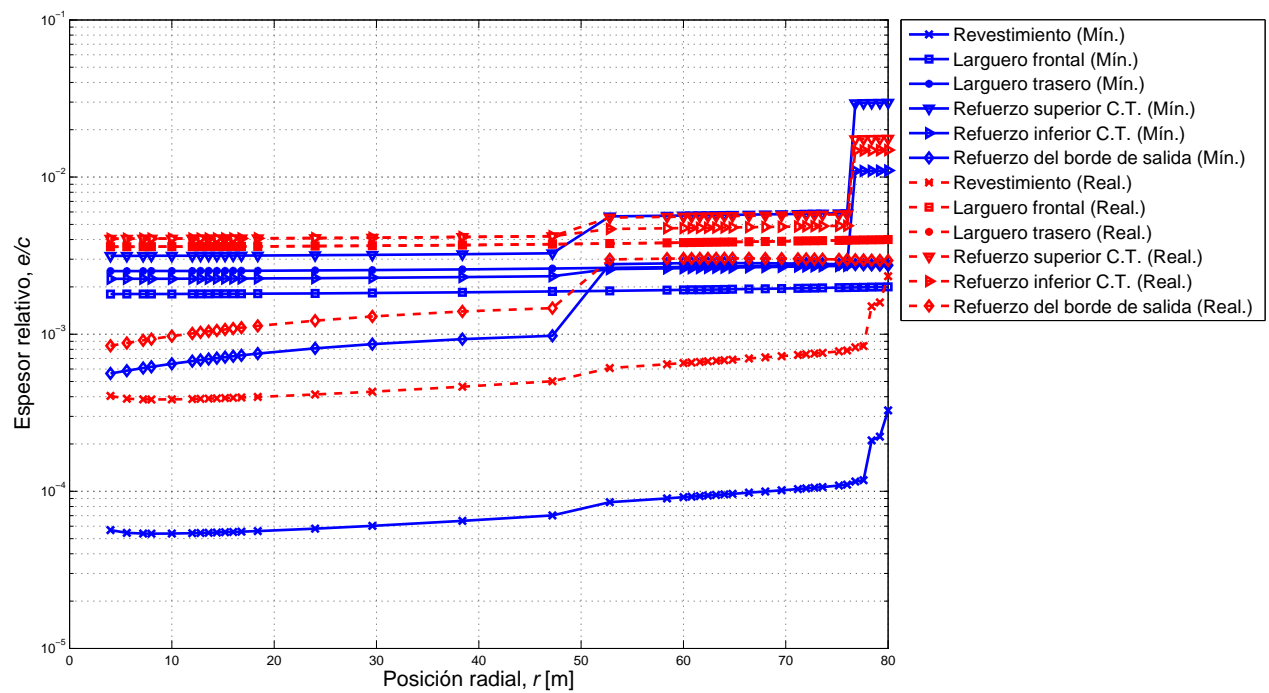


Figura 7.29: Espesores relativos de las palas de masa mínima y realista

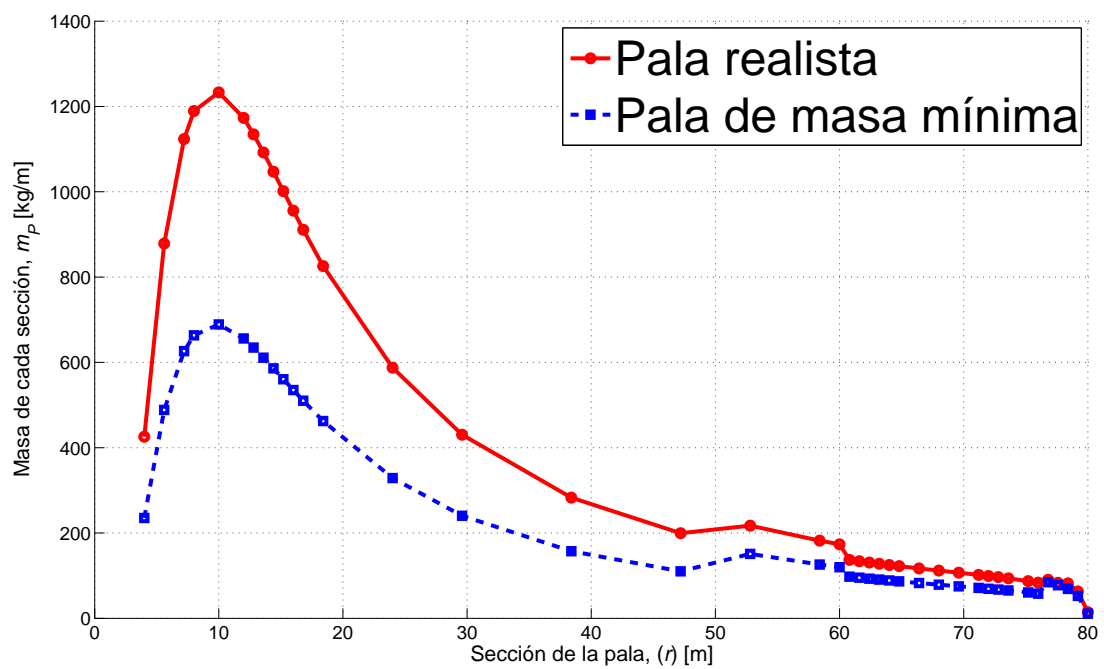


Figura 7.30: Comparación de masa en cada sección de la pala (realista y masa mínima)

A continuación se muestran las distribuciones de esfuerzos normalizados de la nueva pala:

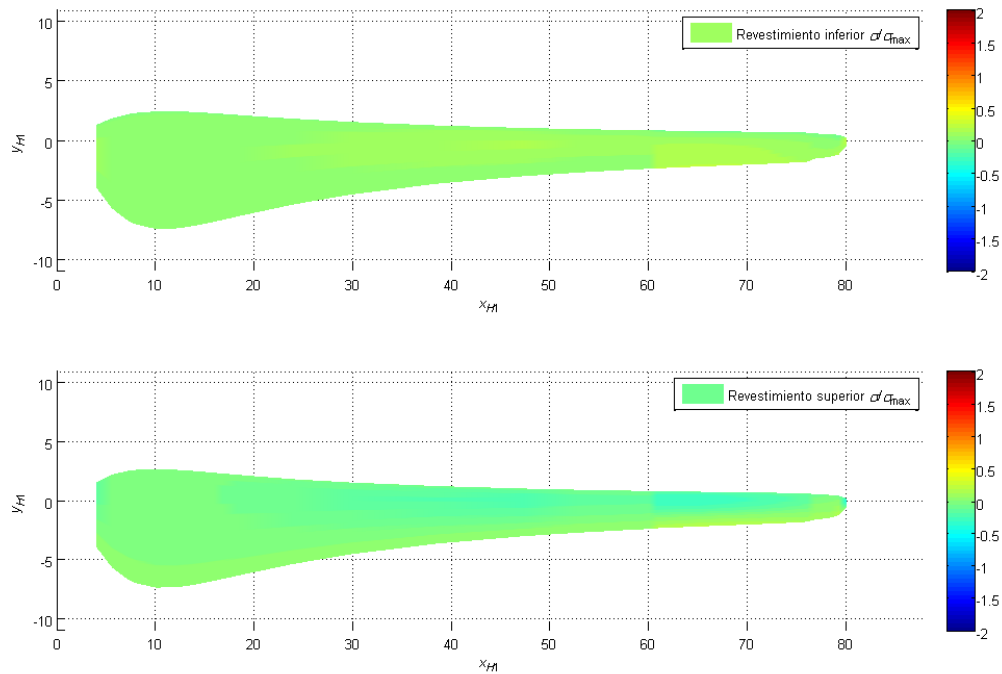


Figura 7.31: Distribución de esfuerzos normalizados en el revestimiento (masa mínima)

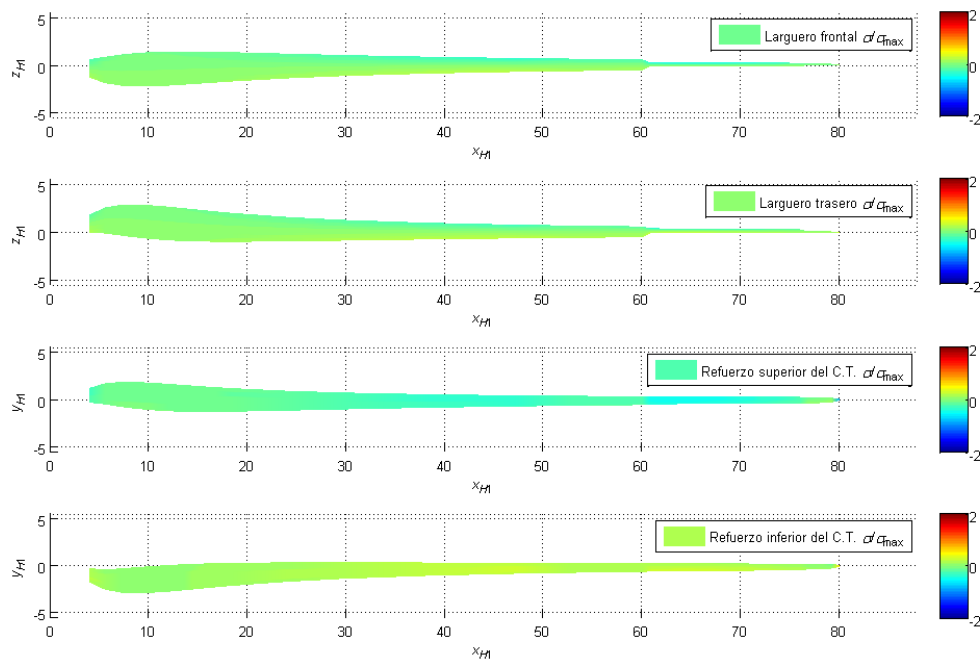


Figura 7.32: Distribución de esfuerzos normalizados en largueros y refuerzos (masa mínima)

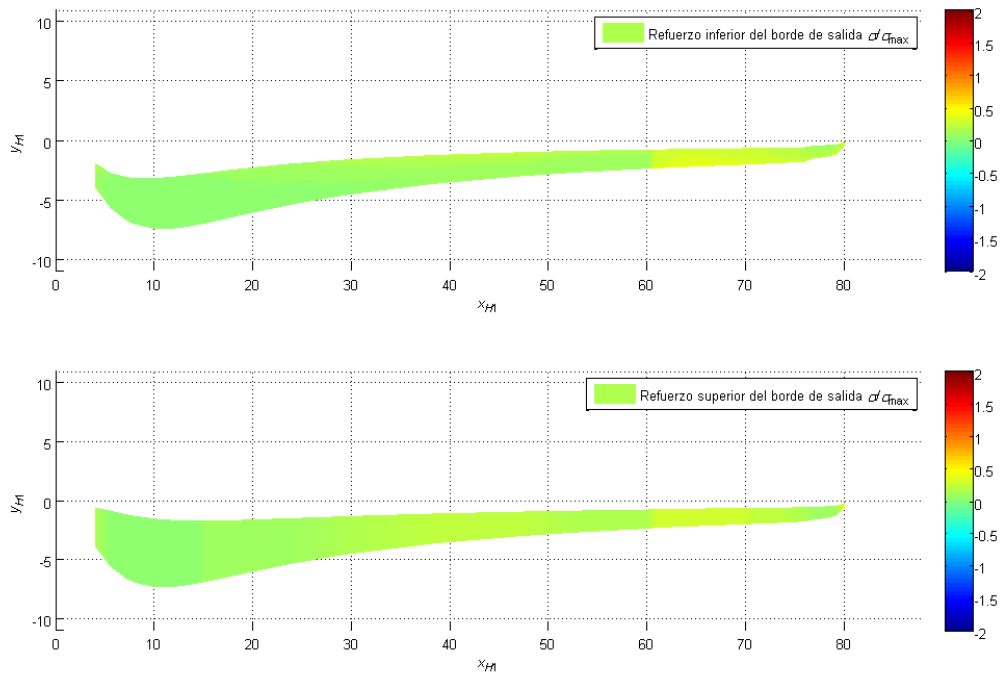


Figura 7.33: Distribución de esfuerzos normalizados en el refuerzo del borde de salida (masa mínima)

La disminución de masa ha reducido las cargas debidas a las acciones gravitatoria y centrífuga, como se observa en las figuras 7.34 y 7.35, en comparación con las figuras 7.14 y 7.16:

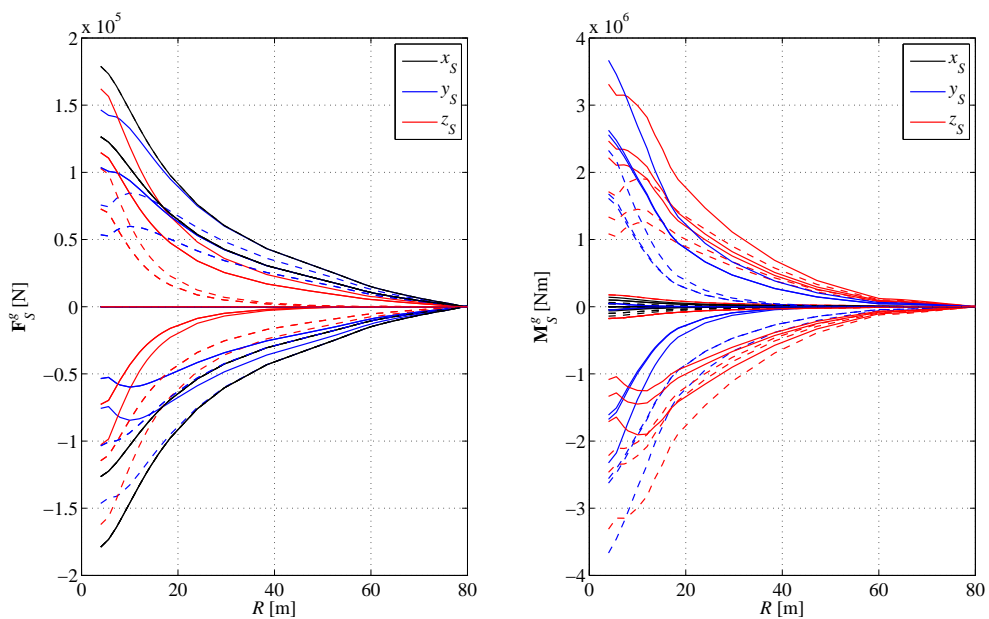


Figura 7.34: Fuerzas y momentos aerodinámicos máximos y mínimos acumulados en cada sección (ejes S) para ángulos múltiplos de $\frac{\pi}{4}$ (masa mínima)

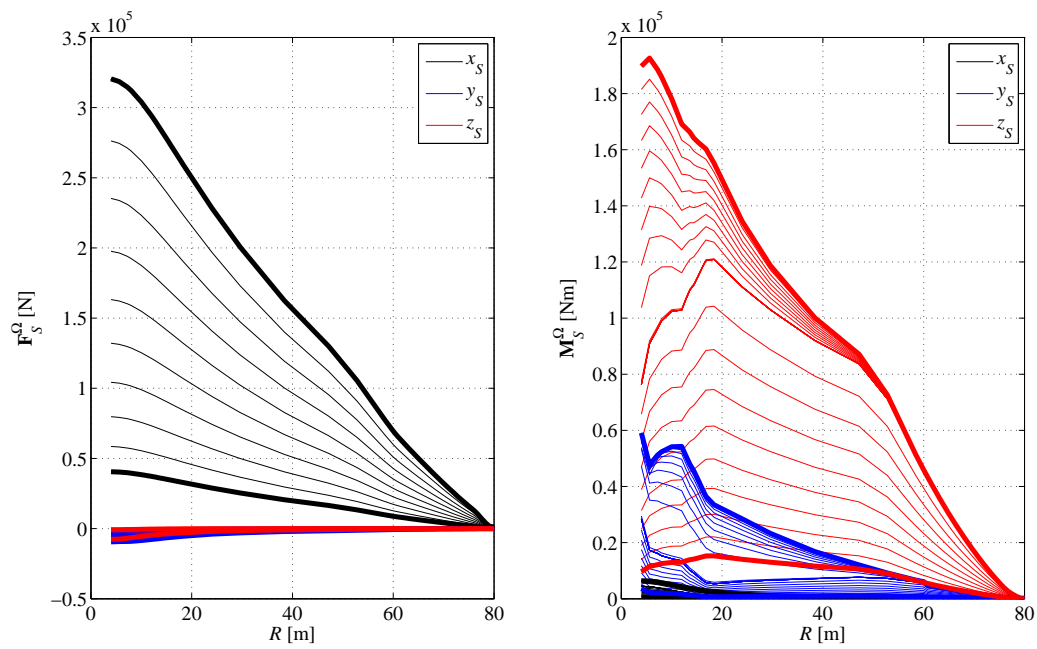


Figura 7.35: Fuerzas y momentos centrífugos acumulados en cada sección (ejes S) (masa mínima)

Por tanto, los esfuerzos, a pesar de la disminución de espesor, han disminuído respecto de la pala realista. Esto se aprecia en las figuras 7.36-7.38:

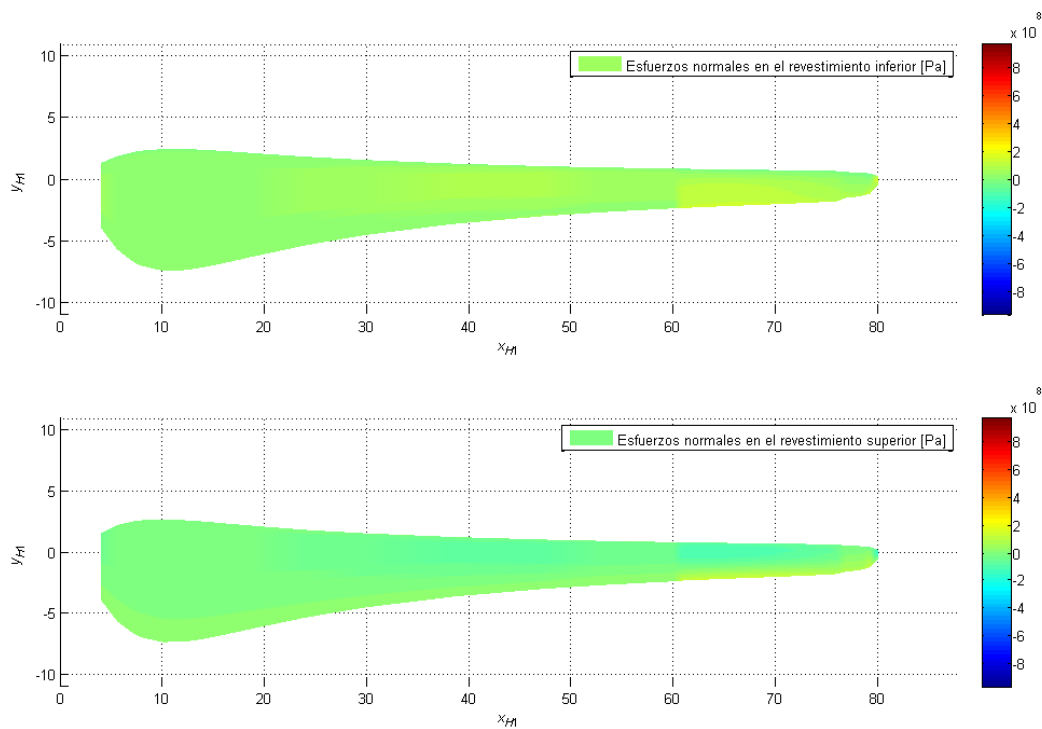


Figura 7.36: Distribución de esfuerzos normales en el revestimiento (masa mínima)

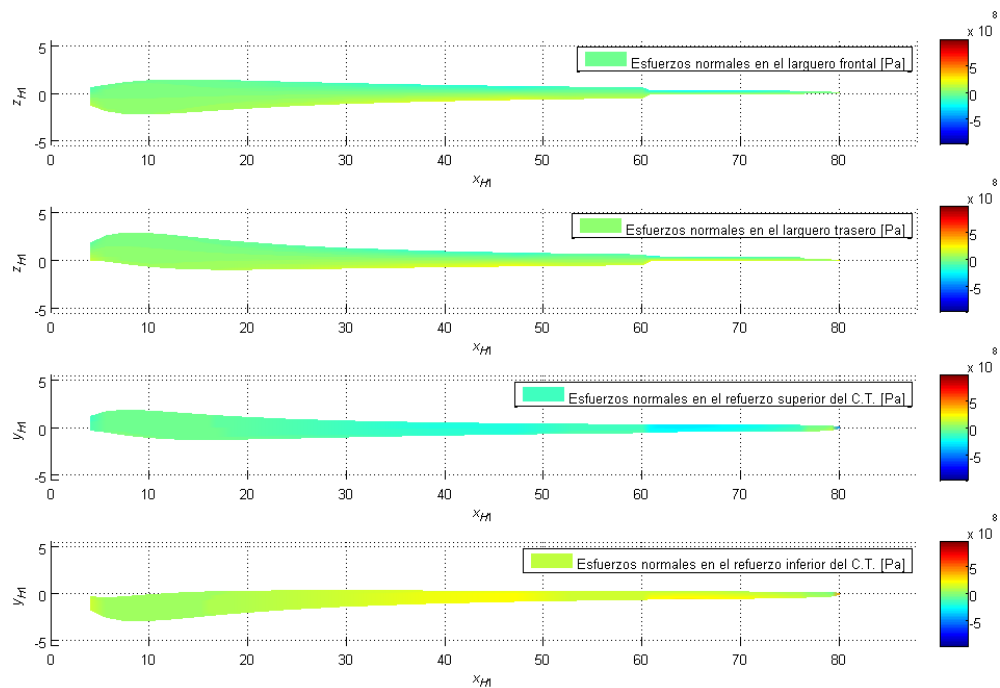


Figura 7.37: Distribución de esfuerzos normales en largueros y refuerzos (masa mínima)

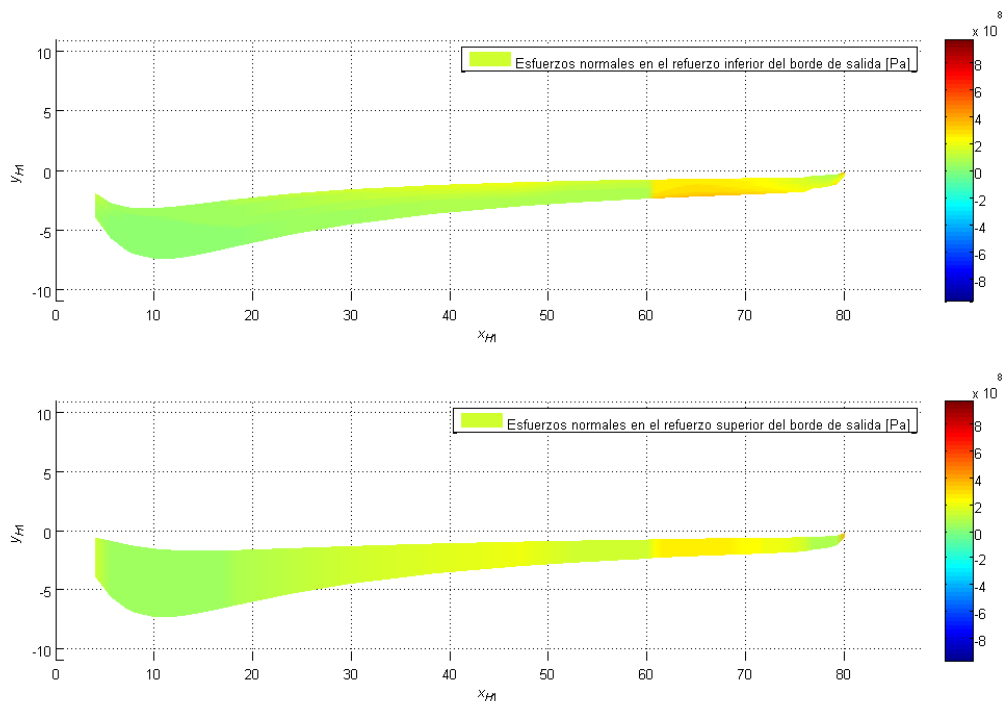


Figura 7.38: Distribución de esfuerzos normales en el refuerzo del borde de salida (masa mínima)

Aunque el código de colores sea el mismo, la leyenda muestra claramente un orden de magnitud menor (pasa de 10^9 a 10^8). Esto denota un claro predominio de las cargas gravitatorias y centrífugas en los esfuerzos de la pala anterior, que se ha subsanado sin poner en peligro la estructura.

7.6.3.2. Pala de mínima masa (sólo GRP)

Ahora se estudiará la misma pala de masa mínima, con idénticos espesores relativos, pero empleando únicamente compuestos de fibra de vidrio. La validez no será una imposición en esta sección, sino un modo de demostrar si existe una gran diferencia entre el uso exclusivo de GRP o combinación entre GRP y CFRP.

La nueva masa de la pala ahora es de 21.035,8 kg, un 15,3 % mayor. Las distribuciones normales se muestran a continuación:

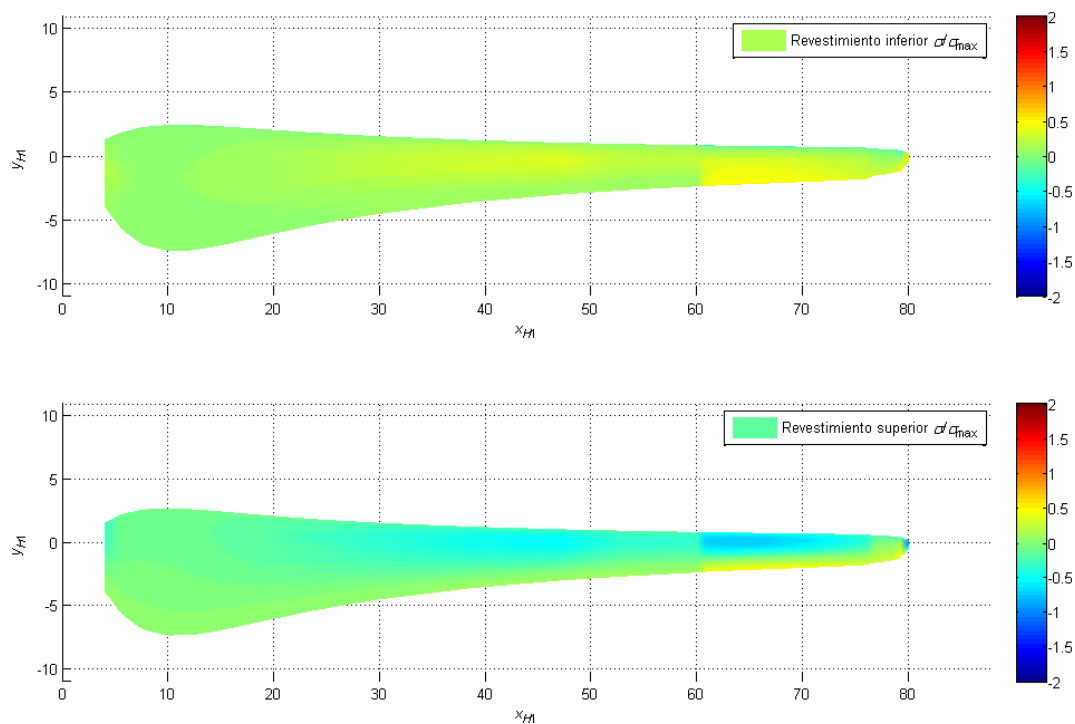


Figura 7.39: Distribución de esfuerzos normalizados en el revestimiento (sólo GRP)

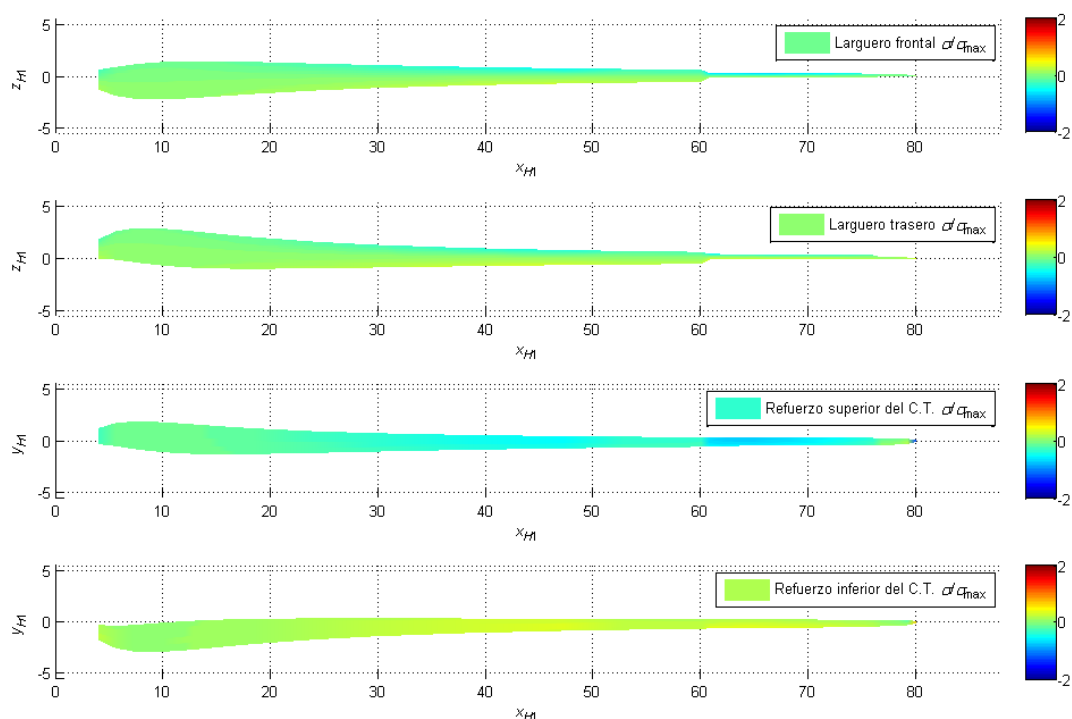


Figura 7.40: Distribución de esfuerzos normalizados en largueros y refuerzos (sólo GRP)

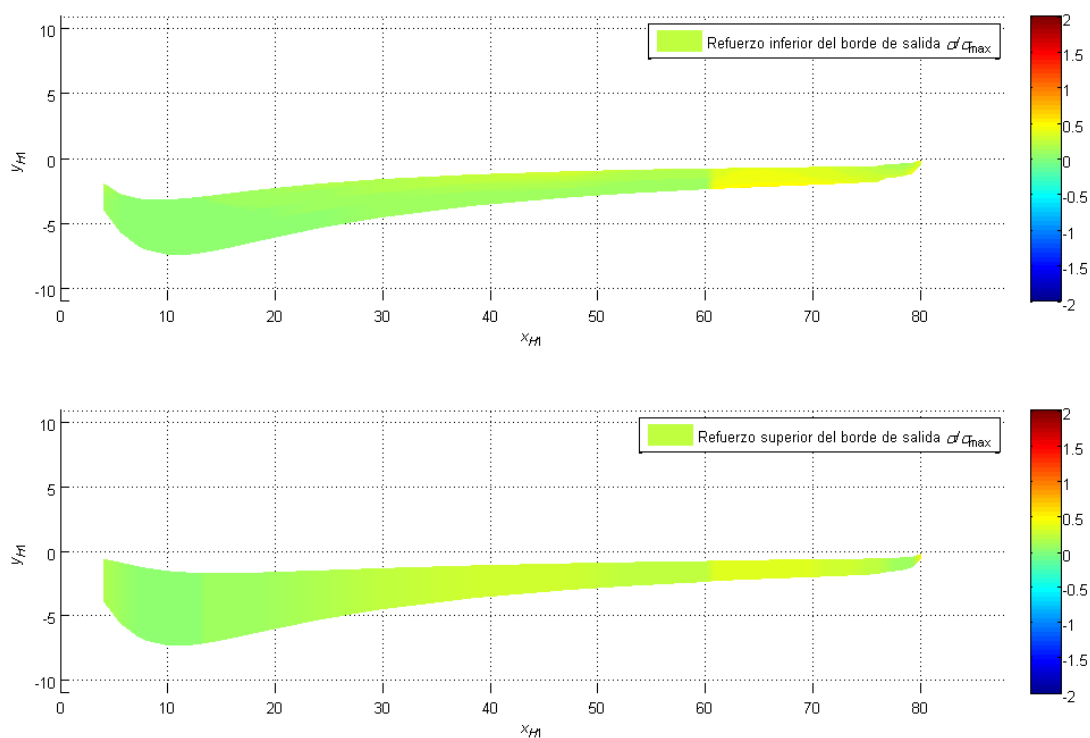


Figura 7.41: Distribución de esfuerzos normalizados en el refuerzo del borde de salida (sólo GRP)

Las figuras 7.39 y 7.40 dejan apreciar levemente tonos oscuros cerca de la punta, pero se desconoce a primera vista si cumple o no el requisito estructural ya que las figuras que muestran la validez estructural no permiten la apreciación de fallos en la punta. Las matrices de la discretización de la pala obtenidas mediante la implementación de las ecuaciones en Matlab® que muestran la validez estructural (es decir, si los esfuerzos superan los máximos permitidos) ayudaron a identificar en qué zona de la pala existen fallos estructurales. Efectivamente, los problemas ocurren en la punta del revestimiento superior y del refuerzo superior del cajón de torsión, con lo cual para dicha pala la solución mixta es la adecuada, siendo la de fibra de vidrio inaceptable a menos que se puedan subsanar mediante el incremento de espesor las excesivas solicitaciones, necesiéndose para ello un nuevo estudio.

7.7. Cálculo estructural de la torre

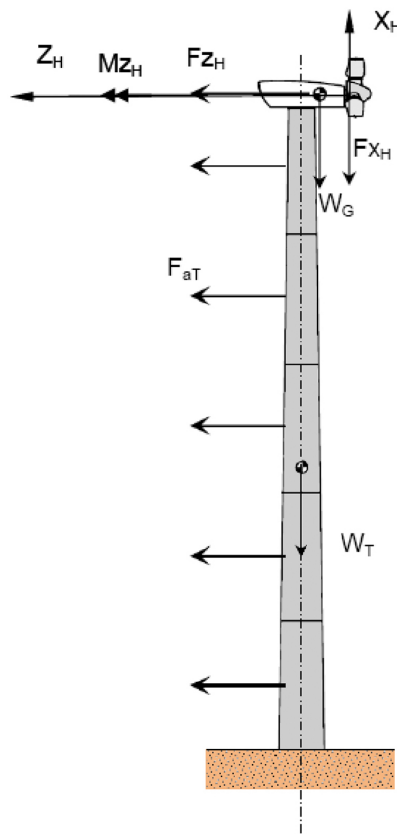


Figura 7.42: Fuerzas y momentos transmitidos a la torre

Para el caso estacionario, las cargas que soporta la torre son las ejercidas tanto por el peso de la góndola, el rotor y la propia torre, así como las fuerzas y momentos aerodinámicos generados por el rotor y la torre debido a la corriente incidente.

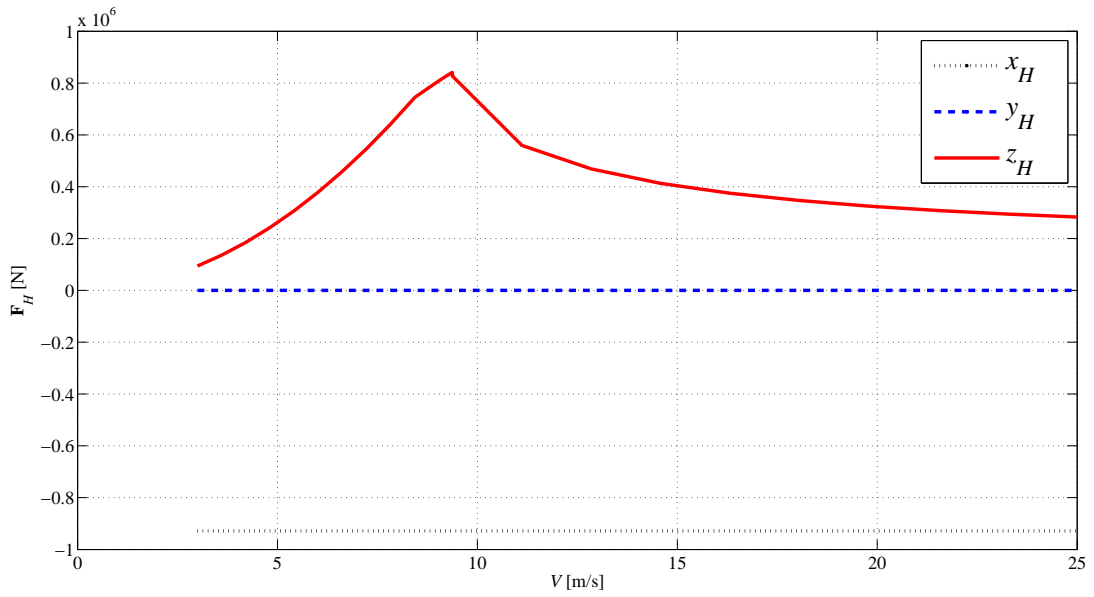
7.7.1. Cargas transmitidas por el rotor a la torre

Las cargas que transmite el rotor a la torre se calculan a través de las siguientes ecuaciones, expresadas en ejes H (fijos respecto del suelo, con centro en el eje del rotor):

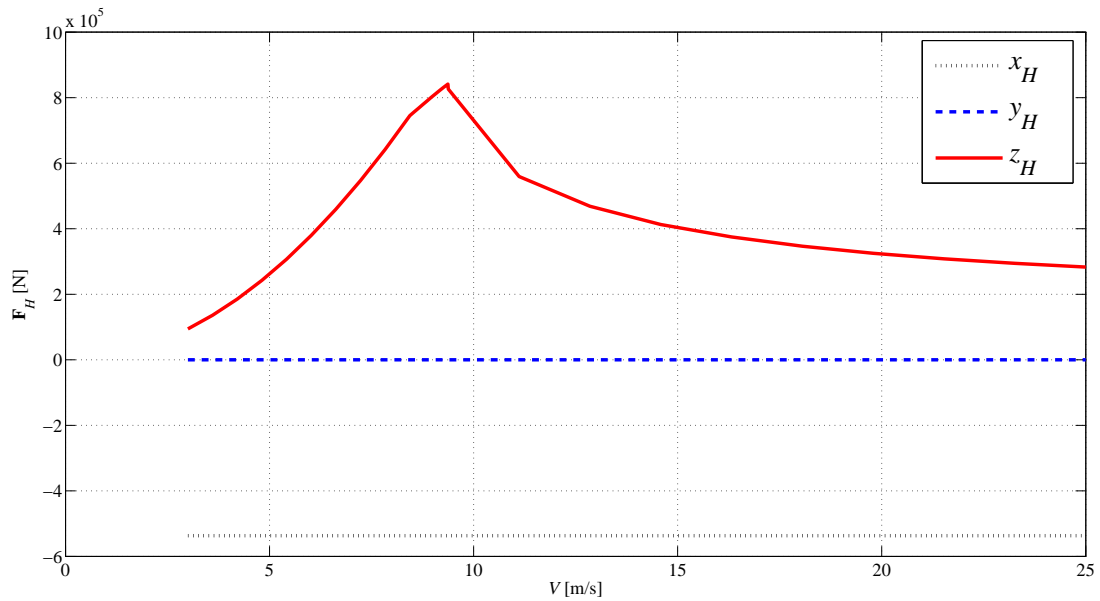
$$\mathbf{F}_H = \sum_{n_b=1}^b \mathbf{F}_{H,b|H} \left(r_R, \psi + (n_b - 1) \cdot \frac{2\pi}{3} \right) \quad (7.13)$$

$$\mathbf{M}_H = \sum_{n_b=1}^b \mathbf{HPR}_{|H} \times \mathbf{F}_{H,b|H} \left(r_R, \psi + (n_b - 1) \cdot \frac{2\pi}{3} \right) + \sum_{n_b=1}^b \mathbf{M}_{H,b|H} \left(r_R, \psi + (n_b - 1) \cdot \frac{2\pi}{3} \right) \quad (7.14)$$

cuyas gráficas se adjuntan a continuación, para todo el rango de velocidades en que opera el aerogenerador:

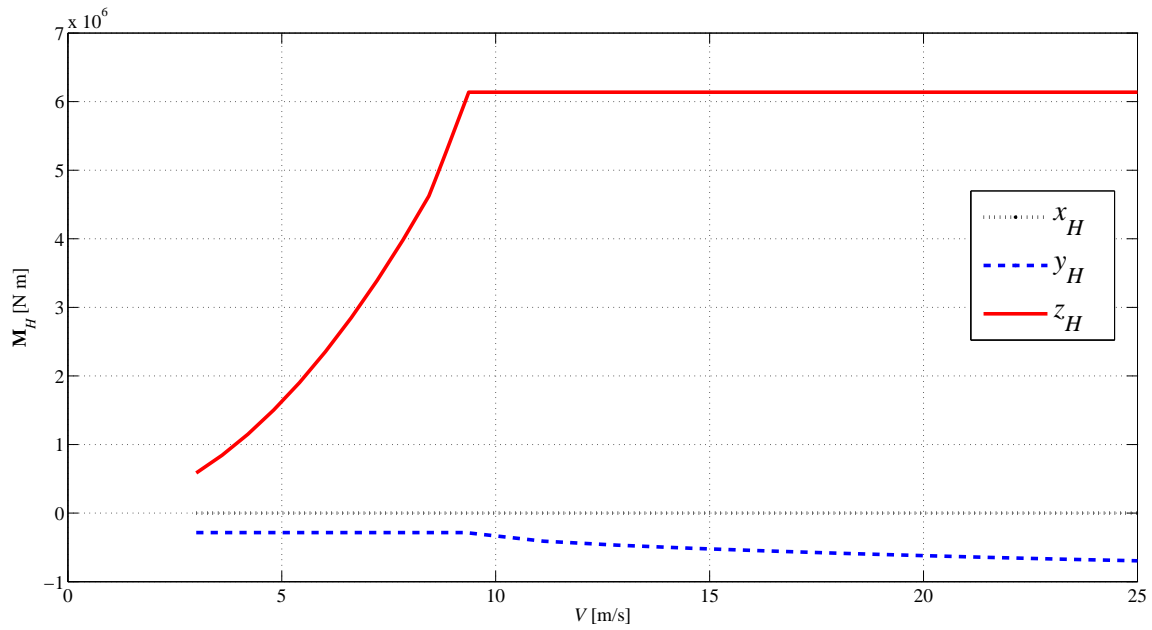


(a) Caso pala realista

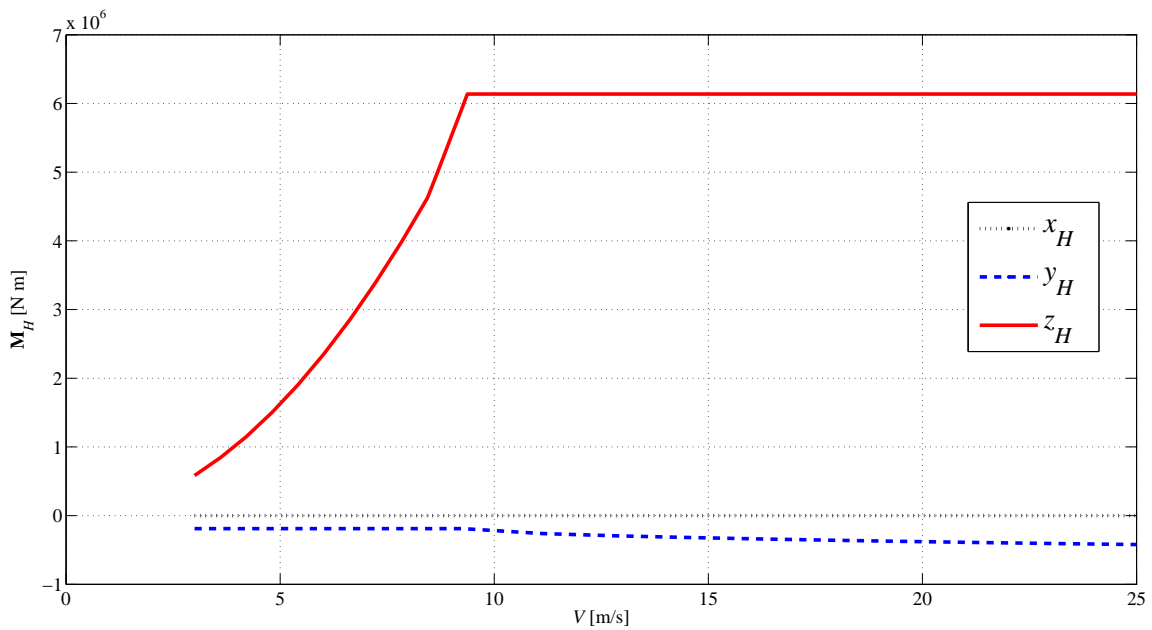


(b) Caso pala de masa mínima

Figura 7.43: Componentes de la fuerza resultante en H para todo el rango de velocidades



(a) Caso pala realista



(b) Caso pala de masa mínima

Figura 7.44: Componentes del momento resultante en H para todo el rango de velocidades

Comparando las gráficas para ambos casos, se observa que la única acción que varía de una pala a otra es la componente en x_H en las de fuerzas y la componente en y_H en la de momentos. Las fuerzas que “ve” la torre (las gravitatorias y las aerodinámicas; las centrífugas se compensan por tener componente radial) son diferentes, pero como las aerodinámicas (transmitidas a la torre a través de la tracción, que dependen de la geometría) son las mismas, las únicas que varían son las gravitatorias debido a la diferencia de masas entre ambas palas. La componente según $-i_H$ para la pala realista es del orden de $9,3 \cdot 10^5$, mientras que para la de masa mínima es del orden de $5,4 \cdot 10^5$, una diferencia considerable que reduce las sollicitaciones, y por tanto, la masa de la torre. Los momentos según y_H varían según la velocidad del viento se acerca a la de corte. Los valores a la velocidad de corte son de $6,96 \cdot 10^5$ y $4,20 \cdot 10^5$ según $-j_H$ para las palas realista y de masa mínima, respectivamente.

Se usará la pala de masa mínima para los siguientes análisis de cargas sobre la torre, ya que genera menores cargas. Por tanto, la tracción máxima valdrá $F_{z,H} = 8,263 \cdot 10^5$ N y el peso del rotor $F_{x,H} = -5,367 \cdot 10^5$.

7.7.2. Cargas transmitidas por los demás componentes

Para el resto de los componentes se ha usado la estimación del modelo WindPACT, que permite un cálculo estimado de la masa y que se estudió en el Capítulo 6. Los pesos resultan, tras multiplicar por $g = 9,81$ m/s²:

$$\text{Góndola: } W_G = W_{buje+cono+mec.} + W_{tren pot.} = 2,57 \cdot 10^6 \text{ N}$$

$$W_{buje+cono+mec.} = 557,312 = 5,57 \cdot 10^5 \text{ N}$$

$$W_{tren pot.} = 2,011,162 = 2,01 \cdot 10^6 \text{ N}$$

$$\text{Torre: } W_T = 6393883 = 6,39 \cdot 10^6 \text{ N}$$

Otro efecto fundamental en el estudio es la resistencia aerodinámica de la torre, que viene dada por las ecuaciones siguientes:

$$F_{a,T} = \int_0^H \frac{1}{2} \rho D(z) [U(z)]^2 C_D dz \quad (7.15)$$

$$M_{f,T} = \int_0^H \frac{1}{2} \rho D(z) [U(z)]^2 C_D z dz \quad (7.16)$$

donde ρ es la densidad del aire (1,225 kg/m³), H la altura de la torre (120 m), $D(z)$ el diámetro de la torre en función de la altura respecto del suelo (forma tronco-cónica, generalmente), $U(z)$ el perfil de velocidades dado por la norma IEC vista en el Capítulo 3 y C_D el coeficiente de resistencia aerodinámica de la torre.

Debido a que la torre se asemeja a un cilindro (el ángulo de conicidad suele ser pequeño, entre 0,1° y 1°):

$$D(z) = D(0) - [D(0) - D(H)] \cdot \frac{z}{H} \quad (7.17)$$

donde $D(0)$ es el diámetro en la base, que como primera aproximación se tomará igual a 5 m y $D(H)$ se tomará igual a 4 m (ángulo de conicidad: 0,24°). Se puede tomar como C_D el valor 0,66. Para el perfil normal de viento, que sigue la forma dada por:

$$U(z) = U_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,2} \quad (7.18)$$

el valor de z_{hub} es de 120 m (se desprecia en este cálculo preliminar la distancia entre la parte superior de la torre y el buje), proveniente de aerogeneradores de potencia semejante, mientras que, según Manwell *et al.* (2009), para el diseño de cargas en la torre para condiciones estacionarias a velocidad de “supervivencia” (según la norma IEC, se recomienda el valor de viento extremo a 50 años, o sea, 1,4 veces la velocidad de referencia), U_{hub} deberá valer, para un aerogenerador de clase II, 59,5 m/s.

Los valores de resistencia y momento aerodinámico de la torre, con las suposiciones tomadas anteriormente, quedan:

$$F_{a,T} = 5,418 \cdot 10^5 \text{ N}$$

$$M_{f,T} = 3,687 \cdot 10^7 \text{ Nm}$$

En cuanto al diámetro en la base, según Hau (2006), este debe valer como mínimo 5 m para torres mayores de 100 m, haciéndose necesaria la posibilidad de plantear alternativas a las torres tronco-cónicas de acero. Sin embargo, se estudiará una torre de acero de 120 m de altura dada la complejidad del estudio de una estructura mixta hormigón-acero.

7.7.3. Cálculos

El valor máximo del axil que se alcanza en la base ($z = 0$), y que se debe a la suma de los pesos del rotor, de la góndola y de la torre vale, según $-i_H$:

$$N_{max} = |F_{x,H}| + W_G + W_T = 9,5 \cdot 10^6 \text{ N} \quad (7.19)$$

siendo el momento flector en ese punto:

$$M_{f,max} = F_{z,H} \cdot H + M_{f,T} \quad (7.20)$$

$$M_{f,max} = 8,263 \cdot 10^5 \cdot 120 + 3,687 \cdot 10^7 = 1,36 \cdot 10^8 \text{ Nm} \quad (7.21)$$

Para dimensionar la base existe un modelo de optimización, desarrollado en Harrison *et al.* (2000) en el que se satisfacen los criterios de pandeo y resistencia simultáneamente, cuyas ecuaciones son:

$$R_t = \left(\frac{175 \cdot M_{f,max}}{2\pi \cdot \sigma_{x,c}} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (7.22)$$

$$\delta = \frac{2R_t}{175} \quad (7.23)$$

donde R_t es el radio en la base para torres tronco-cónicas, δ el espesor de la estructura y $\sigma_{x,c}$ el valor del esfuerzo último del acero, recogido en la tabla 6.11, que se tomará intermedio entre 315 y 490 MPa (400 MPa). Este modelo nos da los siguientes valores aproximativos: $R_t = 2,12 \text{ m}$ y $\delta = 0,024 \text{ m} = 24 \text{ mm}$. Como el mínimo recomendado por Hau (2006) es 5 m, se tomará dicho valor. En cuanto al espesor de las paredes, se recomienda un mínimo de 40 mm para tales diámetros. Estos valores se reducirán linealmente hasta los 4 m de diámetro y 30 mm de espesor en el extremo superior de la torre.

Capítulo 8

Vibraciones

8.1. Introducción

En este capítulo se analizará el comportamiento dinámico debido a que los materiales empleados poseen unas propiedades que permiten la deformación. Se analizará el caso estacionario, en el cual no se consideran fuerzas externas inerciales ni aerodinámicas ($q(r,t) = 0$). Se emplearán modelos sencillos para el cálculo de las frecuencias y modos propios de vibración, tanto de la pala como de la torre, para observar si existen problemas de resonancia que puedan poner en peligro la estructura.

Para comprobar dichas interferencias entre las frecuencias propias de los elementos y las fuerzas excitadoras, se utilizarán los diagramas de Campbell y Waterfall. El primero muestra la variación de las frecuencias propias de los componentes y las fuerzas excitadoras con la velocidad de giro del rotor, mientras que el segundo muestra la variación respecto de la velocidad de viento incidente, por lo cual tiene en cuenta la ley de control de velocidad angular de rotación del rotor, $\Omega = \hat{\Omega}(U_\infty)$. Servirán para detectar posibles problemas de resonancia (coincidencia entre la frecuencia de la fuerza excitadora y la natural del elemento/sistema en estudio).

8.2. Análisis de la pala

Para realizar el análisis, lo primero que se debe hacer es una transformación de la estructura compleja de la pala, convirtiéndola en una viga de Euler-Bernoulli, sujeta a las mismas condiciones de contorno que la pala original y con una distribución de masas ($m_P(r)$) y de rigidez a flexión ($EI(r)$) dependientes de r , siendo ésta la distancia entre el eje de rotación y la sección considerada.

8.2.1. Movimiento de flexión en batimiento

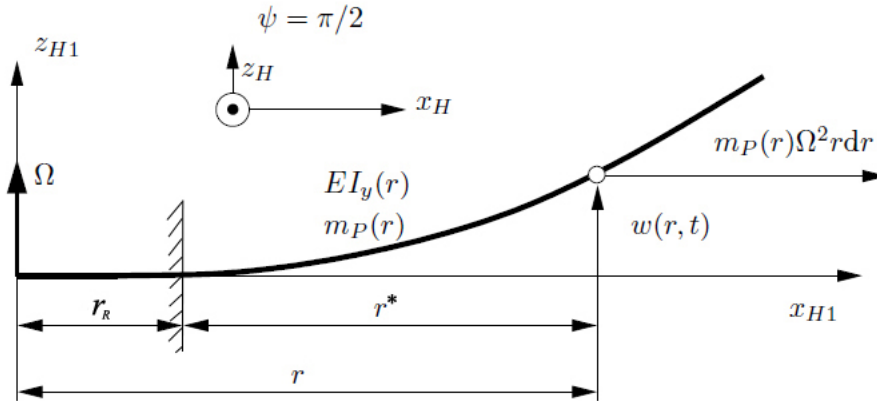


Figura 8.1: Movimiento de batimiento de una pala flexible

La ecuación que describe la evolución del campo dinámico de desplazamientos de batimiento se obtiene aplicando el principio de mínima acción, o principio de Hamilton. Se define la acción $H[w]$ como la integral a lo largo de un intervalo de tiempo de la energía:

$$H[w] = \int_{t_1}^{t_2} (T - V_f - V_c) dt \quad (8.1)$$

donde T es la energía cinética de la pala, que se expresa como:

$$T = \int_{r_R}^R \frac{1}{2} m_P(r) \left(\frac{\partial w}{\partial t} \right)^2 dr \quad (8.2)$$

siendo $w(r, t)$ la distribución radial de desplazamiento en batimiento de la pala (según z_{H1}), r_R la distancia entre el eje de rotación y la unión entre la pala y el buje, y t el tiempo. Considerando las deformaciones dentro de la zona elástica del material, la energía potencia de flexión de batimiento (V_f) se expresa como:

$$V_f = \int_{r_R}^R \frac{1}{2} EI_y(r) \left(\frac{\partial^2 w}{\partial r^2} \right)^2 dr \quad (8.3)$$

siendo $EI_y(r)$ la distribución de rigidez a flexión de la pala respecto al eje de batimiento (y_{H1}). Debido a la velocidad de rotación de la pala (Ω) aparece una fuerza centrífuga distribuida ($N(r)$):

$$N(r) = \int_r^R m_P(\xi) \Omega^2 \xi d\xi \quad (8.4)$$

la cual incrementa la rigidez de la pala (rigidez centrífuga) y cuya energía potencial (V_c) es:

$$V_c = \int_{r_R}^R \frac{1}{2} N(r) \left(\frac{\partial w}{\partial r} \right)^2 dr \quad (8.5)$$

El movimiento $w(r, t)$ que hace nula la primera variación de la acción, es decir, $H[w] = 0$ para un intervalo de tiempo entre dos instantes t_1 y t_2 en el cual las variaciones del campo de desplazamiento coincidan con los desplazamientos reales ($\delta w(r, t_1) = \delta w(r, t_2) = 0$) y que satisfaga en cada instante de tiempo las condiciones de contorno impuestas. Agrupando términos se obtienen tanto la ecuación diferencial como las condiciones de contorno resultantes de la dinámica de batimiento de la pala (para un análisis más detallado, ver Cuerva *et al.* (2009)):

$$m_P(r) \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + \frac{\partial^2}{\partial r^2} \left(EI_y(r) \frac{\partial^2 w}{\partial r^2} \right) - \frac{\partial}{\partial r} \left(N(r) \frac{\partial w}{\partial r} \right) = 0 \quad (8.6)$$

donde las condiciones de contorno, considerando la pala unida rígidamente al buje en un extremo ($r = r_R$), quedando la punta libre ($r = R$), serían:

$$\begin{cases} \left(EI_y(r) \frac{\partial^2 w}{\partial r^2} \right) \Big|_{r=R} = 0, & \frac{\partial}{\partial r} \left(EI_y(r) \frac{\partial^2 w}{\partial r^2} \right) \Big|_{r=R} = 0 \\ w|_{r=r_R} = 0, & \frac{\partial w}{\partial r} \Big|_{r=r_R} = 0 \end{cases} \quad (8.7)$$

8.2.2. Movimiento de flexión en arrastre

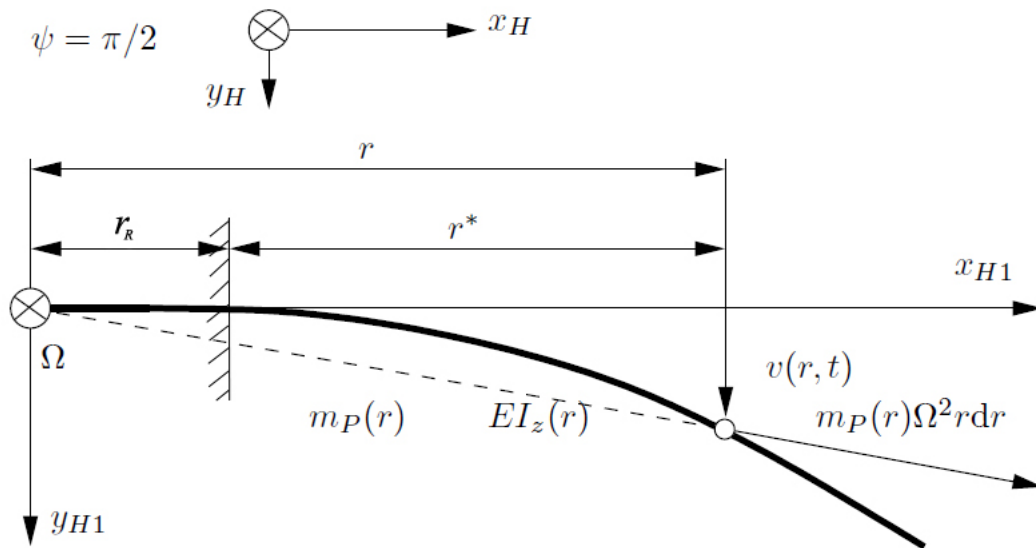


Figura 8.2: Movimiento de arrastre de una pala flexible

Al igual que para el caso en batimiento, se obtienen tanto la ecuación diferencial como las condiciones de contorno para el caso en arrastre, en el cual la distribución radial de desplazamiento en arrastre

(según y_{H1}) es $v(r, t)$ y la distribución de rigidez a flexión de la pala respecto al eje de arrastre (z_{H1}) es $EI_z(r)$. Para este caso, la energía potencial centrífuga (V_c) se expresa de la siguiente manera:

$$V_c = \int_{r_R}^R \frac{1}{2} \left[N(r) \left(\frac{\partial v}{\partial r} \right)^2 - m(r) \Omega^2 v^2 \right] dr \quad (8.8)$$

dando lugar a la ecuación diferencial:

$$m_P(r) \left(\frac{\partial^2 v}{\partial t^2} - \Omega^2 v^2 \right) + \frac{\partial^2}{\partial r^2} \left(EI_z(r) \frac{\partial^2 v}{\partial r^2} \right) - \frac{\partial}{\partial r} \left(N(r) \frac{\partial v}{\partial r} \right) = 0 \quad (8.9)$$

y las condiciones de contorno:

$$\begin{cases} \left(EI_z(r) \frac{\partial^2 v}{\partial r^2} \right) \Big|_{r=R} = 0, & \frac{\partial}{\partial r} \left(EI_z(r) \frac{\partial^2 v}{\partial r^2} \right) \Big|_{r=R} = 0 \\ v|_{r=r_R} = 0, & \frac{\partial v}{\partial r} \Big|_{r=r_R} = 0 \end{cases} \quad (8.10)$$

8.3. Análisis de la torre

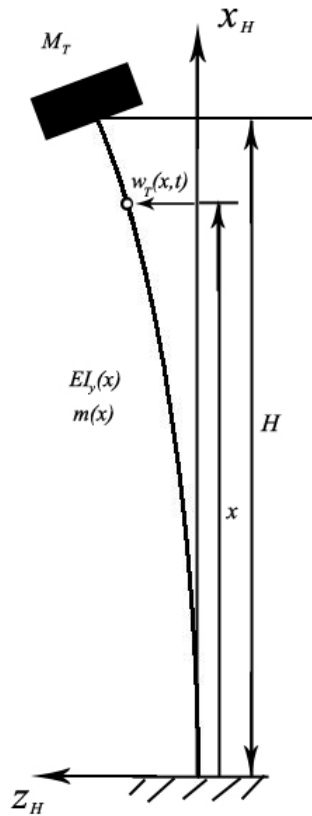


Figura 8.3: Movimiento de batimiento de una torre flexible

Se va a considerar la torre como una estructura tronco-cónica de sección circular, cuya viga de Euler-Bernoulli equivalente tiene una distribución de masas ($m_T(x)$) y de rigidez a flexión en batimiento ($EI_y(x)$) dependientes de x , siendo esta la distancia entre el suelo y la sección considerada. A diferencia de la pala, esta presentará una masa puntual en el extremo libre de la viga (M_T), que representa la góndola y el rotor, y por tanto, modificará las ecuaciones obtenidas anteriormente. La condición en la base será la de empotramiento, al igual que en la pala. La energía cinética queda de la siguiente forma:

$$T = \int_0^H \frac{1}{2} m_T(x) \left(\frac{\partial w_T}{\partial t} \right)^2 dx + \frac{1}{2} M_T \left(\frac{\partial w_{T,H}}{\partial t} \right)^2 \quad (8.11)$$

donde $w_T(x,t)$ es la distribución radial de desplazamiento en batimiento y $w_{T,H}(H,t)$ el desplazamiento en la parte alta de la viga de Euler-Bernoulli equivalente. La energía potencial de flexión se expresa como:

$$V_f = \int_0^H \frac{1}{2} EI_y(x) \left(\frac{\partial^2 w_T}{\partial x^2} \right)^2 dx \quad (8.12)$$

Al ser una estructura fija (sin movimiento de rotación) no existe energía potencial centrífuga, por lo cual, aplicando el principio de Hamilton y agrupando, queda la ecuación diferencial siguiente:

$$m_T(x) \frac{\partial^2 w_T}{\partial t^2} + \frac{\partial^2}{\partial x^2} \left(EI_y(x) \frac{\partial^2 w_T}{\partial x^2} \right) = 0 \quad (8.13)$$

con las condiciones de contorno:

$$\begin{cases} \left(EI_y(x) \frac{\partial^2 w_T}{\partial x^2} \right) \Big|_{x=H} = 0, & \frac{\partial}{\partial x} \left(EI_y(x) \frac{\partial^2 w_T}{\partial x^2} \right) \Big|_{x=H} - M_T \left(\frac{\partial^2 w_{T,H}}{\partial t^2} \right) = 0 \\ w_T \Big|_{x=0} = 0, & \frac{\partial w_T}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0 \end{cases} \quad (8.14)$$

8.4. Resolución de la ecuaciones

La resolución de las ecuaciones diferenciales en derivadas parciales anteriores se puede abordar por el método de separación de variables. Definiendo la función de desplazamiento como el producto de dos funciones, cada una dependiente de una variable distinta:

$$w(r,t) = W(r) \cdot T(t) \quad (8.15)$$

que sustituida en la ecuación 8.6 proporciona:

$$\frac{\frac{d^2 T}{dt^2}}{T} + \frac{\frac{d^2}{dr^2} \left(EI_y(r) \frac{d^2 W}{dr^2} \right) - \frac{d}{dr} \left(N(r) \frac{dW}{dr} \right)}{m_P(r) \cdot W(r)} = 0 \quad (8.16)$$

$$-\frac{\frac{d^2 T}{dt^2}}{T} = \frac{\frac{d^2}{dr^2} \left(EI_y(r) \frac{d^2 W}{dr^2} \right) - \frac{d}{dr} \left(N(r) \frac{dW}{dr} \right)}{m_P(r) \cdot W(r)} = \omega^2 = cte \quad (8.17)$$

el cual se reduce a la resolución de una ecuación diferencial ordinaria con condiciones iniciales en el tiempo (armónica) y una ecuación diferencial ordinaria con condiciones de contorno. Sin embargo, esta última no tiene solución analítica por ser $\Omega \neq 0$ (ni aunque las propiedades de la pala fuesen uniformes existiría solución analítica). Para el caso de arrastre se procede de la misma manera, sin más que cambiar $\omega_{arr}^2 = \omega^2 + \Omega^2$, llegándose a la misma conclusión. Por tanto, se han de emplear métodos numéricos para su resolución.

8.4.1. Método de los modos asumidos

Este método, en su variante de Rayleigh-Ritz, nos permite obtener las frecuencias y modos propios de la flexión de una pala de una forma aproximada pero fiable. Se basa en la asunción de que los modos propios son una combinación lineal de funciones que cumplen determinadas propiedades. La solución se expresa de la forma:

$$w(r,t) = \sum_{k=1}^n W_k(r) \phi_k(t) \quad (8.18)$$

donde W_k son funciones denominadas “de prueba” y ϕ_k coordenadas generalizadas. W_k deben satisfacer, al menos, las condiciones de contorno geométricas (funciones admisibles). Si también cumplen las condiciones de contorno naturales, se denominan funciones de comparación, pero dado que es más sencillo encontrar funciones admisibles, se emplearán estas como funciones de prueba. Dichas funciones de prueba corresponderán al caso de pala uniforme sin rotación.

La energía cinética de batimiento será:

$$T = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n M_{kl} \frac{d\phi_k}{dt} \frac{d\phi_l}{dt} \quad (8.19)$$

donde M_{kl} son los elementos de la matriz de masa $[\mathbf{M}]$ (simétrica). La energía potencial de flexión es:

$$V_f = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n K_{f,kl} \phi_k \phi_l \quad (8.20)$$

donde $K_{f,kl}$ son los elementos de la matriz de rigidez a flexión $[\mathbf{K}_f]$ (también simétrica). De igual forma se obtiene la energía potencial centrífuga V_c , con su matriz de rigidez centrífuga $[\mathbf{K}_c]$. El cálculo de estas matrices puede verse en Cuerva *et al.* (2009).

Se emplean las ecuaciones de Lagrange para obtener las ecuaciones del movimiento. Sea $L = T - V_f - V_c$ el Lagrangiano, las frecuencias propias se obtienen de:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial L}{\partial \dot{\phi}_m} \right) - \frac{\partial L}{\partial \phi_m} = 0 \quad (8.21)$$

con $m = 1, \dots, n$ y $\dot{\phi}$ siendo las derivadas respecto del tiempo de las coordenadas generalizadas. Finalmente, queda:

$$\sum_{l=1}^n M_{ml} \frac{d^2 \phi_l}{dt^2} + \sum_{l=1}^n (K_{f,ml} + K_{c,ml}) \phi_l = 0 \quad (8.22)$$

Imponiendo la condición de movimiento armónico en el tiempo de las coordenadas generalizadas ($\phi_m(t) = A_m \exp(i\omega t)$):

$$(\omega^2 [\mathbf{M}] - [\mathbf{K}]) \cdot \mathbf{A} = 0 \quad (8.23)$$

$$\det(\omega^2[\mathbf{M}] - [\mathbf{K}]) = 0 \quad (8.24)$$

siendo $[\mathbf{K}] = [\mathbf{K}_f] + [\mathbf{K}_c]$. La resolución de este problema de autovalores permite obtener ω_m y \mathbf{A}_m para $m = 1, \dots, n$. Las aproximaciones de los modos propios $\tilde{W}_m(r)$ asociados a las frecuencias propias son:

$$\tilde{W}_m(r) = \sum_{k=1}^n A_{km} W_k(r) \quad (8.25)$$

donde A_{km} es el elemento k del vector \mathbf{A}_m . Tanto las frecuencias propias ω_m como los modos propios $\tilde{W}_m(r)$ serán obtenidos mediante la implementación de este método en Matlab[®].

Para el caso de la torre, en el cual se debe considerar la masa concentrada en la parte superior, el proceso es similar. Dada la extensión de su desarrollo, se recomienda su consulta en Cuerva *et al.* (2009), Capítulo 9, Sección 4. Dicho caso es general, pero para nuestro estudio se deberá tomar el valor de la constante de rigidez a torsión $K_\beta \rightarrow \infty$, que corresponde a unión rígida en la base.

8.5. Diagramas de Campbell y Waterfall

El diagrama de Campbell es una herramienta esencial para evaluar las posibles resonancias del sistema. Se representa la velocidad de rotación (Ω) frente a las frecuencias naturales de los principales componentes y las fuerzas excitadoras del sistema, representadas por sus armónicos ($f = n \cdot \frac{\Omega}{2\pi}$, siendo f la frecuencia de excitación, Ω la velocidad de giro del rotor y $n \in \mathbb{N}$ el armónico de excitación). Los puntos de intersección de las frecuencias propias con los armónicos de excitación indican las resonancias, y son aquellas en las proximidades de la velocidad nominal de giro las que se deben evitar para las frecuencias excitadoras de mayor energía (considerando como tales los primeros cinco armónicos).

El diagrama Waterfall, a diferencia del anterior, muestra la variación de las frecuencias propias y excitadoras con la velocidad del viento a través de la relación entre esta última y la velocidad de giro del rotor. Por tanto, sirve para determinar para qué valores de la velocidad del viento se van a dar problemas de resonancia. Al igual que el diagrama de Campbell, se evitarán éstas que rondan valores cercanos a la velocidad del viento en la que la velocidad de giro alcanza la nominal.

8.6. Resultados

En esta sección se va a analizar la que previamente se había denominado la pala de mínima masa. Las dos primeras frecuencias (en hercios) y modos propios de vibración en batimiento, arrastre y torsión (adimensionalizados con el valor en el extremo), para los casos sin y con rotación angular nominal ($\Omega_N = 0,8125$ rad/s) se muestran en las figuras 8.4-8.5:

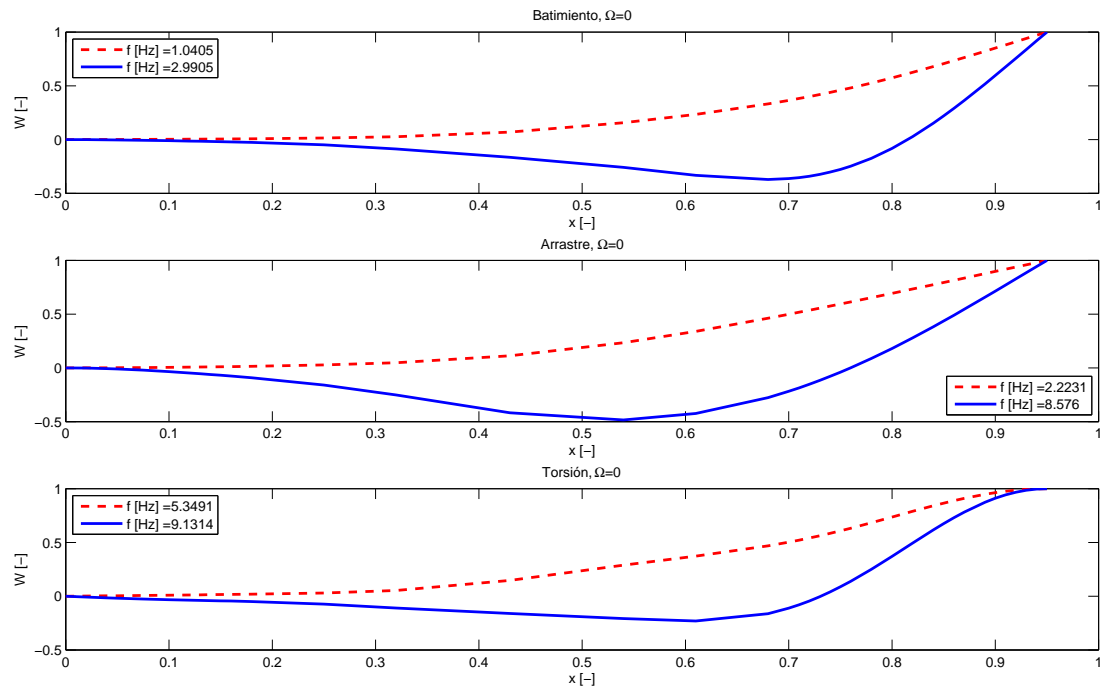


Figura 8.4: Frecuencias y modos propios de la pala de masa mínima empotrada, sin rotación

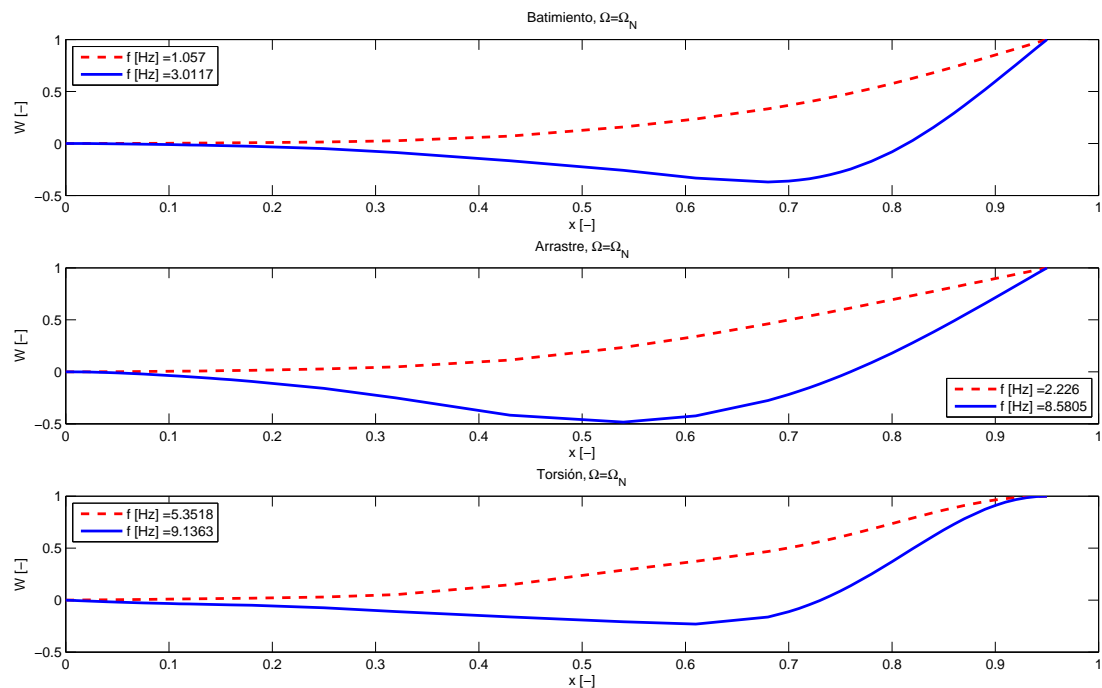


Figura 8.5: Frecuencias y modos propios de la pala de masa mínima empotrada, rotación nominal

Tabla 8.1: Frecuencias propias de la pala de masa mínima (en hercios)

Frecuencias		Sin rotación	Velocidad de rotación nominal
Batimiento	f_1	1,0405	1,057
	f_2	2,9905	3,0117
Arrastre	f_1	2,2231	2,228
	f_2	8,576	8,5805
Torsión	f_1	5,3491	5,3518
	f_2	9,1314	9,1363

Se aprecia un ligero aumento en las frecuencias propias en batimiento, sobre todo en la primera frecuencia propia, debido a la rigidez centrífuga. No obstante, la variación de los modos propios es inapreciable. Las frecuencias propias en arrastre también sufren un ligero aumento, aunque éste es mucho menor que en el caso anterior. La razón por la que éstas frecuencias son mayores que las de batimiento se debe a la diferencia entre los momentos de inercia según los ejes y_s y z_s ($I_z > I_y$). En cuanto al desplazamiento, cabe destacar como cerca del encastre no existe tal, denotando la unión rígida existente. La figura 8.6 confirma el aumento de las frecuencias propias con la velocidad de giro del rotor:

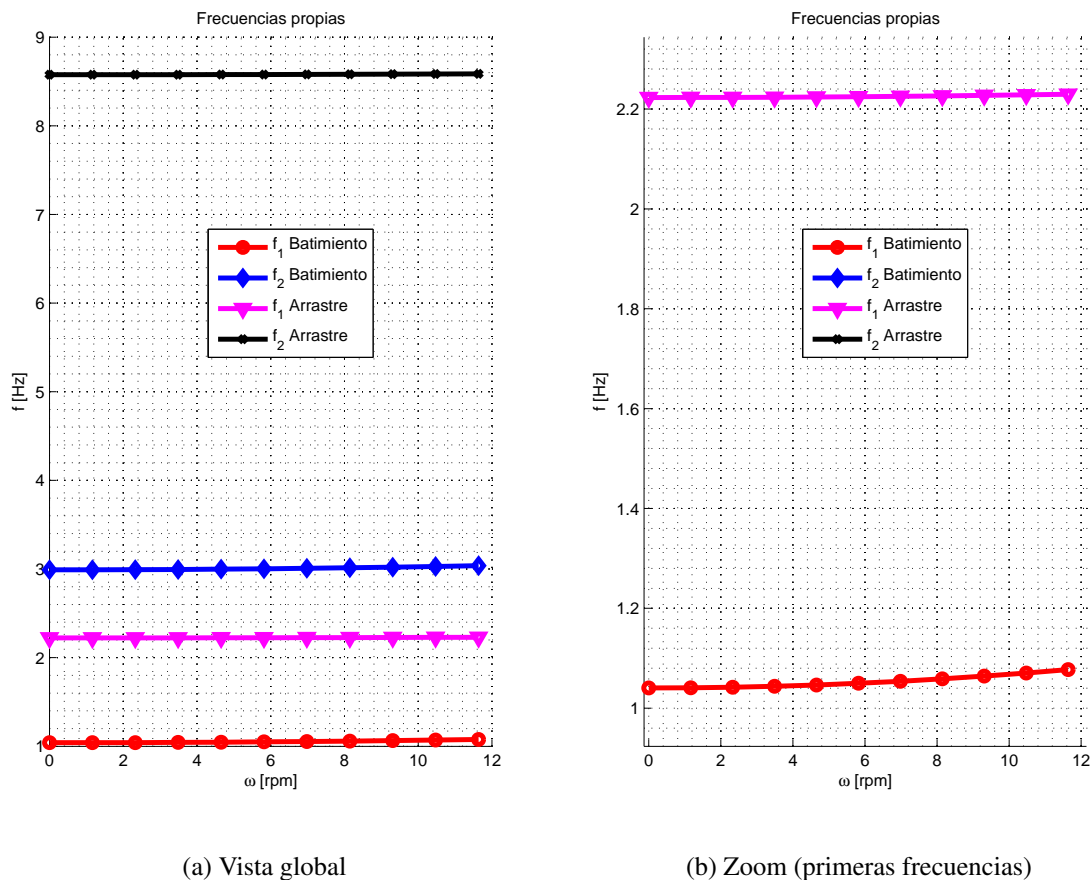


Figura 8.6: Aumento de las frecuencias propias de la pala con la velocidad de giro

Para el caso de la torre, se consideran los siguientes datos, necesarios para el cálculo de las frecuencias y modos propios. Algunos ya fueron estimados previamente en la Sección 7.7.3:

Tabla 8.2: Datos de entrada para la torre

Tipo	Tronco-cónica	
Material	Acero	
Cimentación	Rígida (empotrada)	
Masa en punta	$31,7 \cdot 10^4 \text{ kg}^A$	
Altura	120 m	
Diámetro de las secciones	<i>Base</i>	5 m
	<i>Punta</i>	4 m
Espesor de las secciones	<i>Base</i>	40 mm
	<i>Punta</i>	30 mm

^A Masa obtenida de restar la masa de la torre (W_T) a la ecuación 7.19.

Las primeras dos frecuencias (en hercios) y modos propios (adimensionalizados con el valor en el extremo) obtenidos se muestran a continuación:

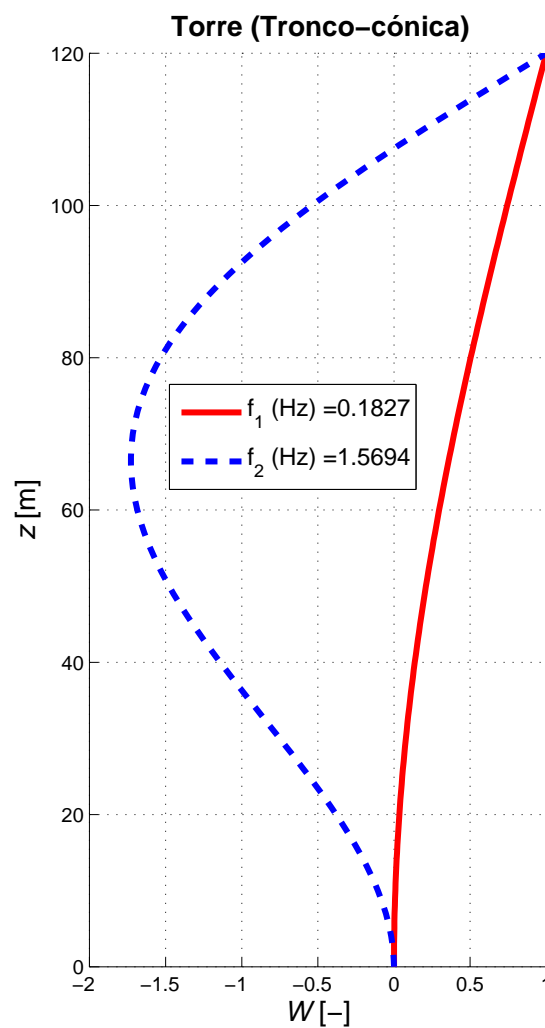


Figura 8.7: Frecuencias y modos propios de la torre con masa en punta

Tabla 8.3: Frecuencias propias de la torre (en hercios)

f_1	0,1827
f_2	1,5694

El diagrama de Campbell representa las dos frecuencias propias de la torre, así como las primeras de la pala en batimiento y arrastre. Sólo se han representado los primeros 10 armónicos. Se puede apreciar cómo en un entorno del 3 % alrededor de la velocidad de giro nominal no existe ninguna resonancia. Por tanto, no será necesario ningún reajuste másico (que varíe las frecuencias propias de los elementos) ni de control (que modifique la velocidad nominal de giro, siendo esta opción más complicada y, por tanto, menos recomendable).

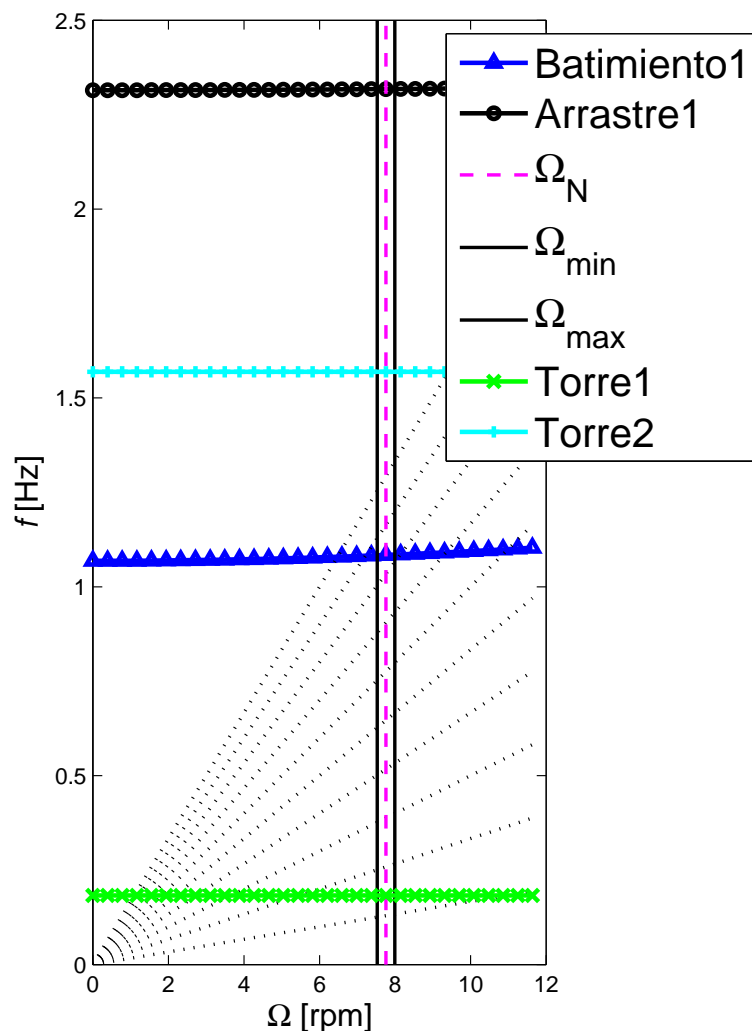


Figura 8.8: Diagrama de Campbell

En cuanto al diagrama Waterfall, se observa que tampoco existen problemas alrededor del entorno del 10 % de la velocidad de viento nominal.

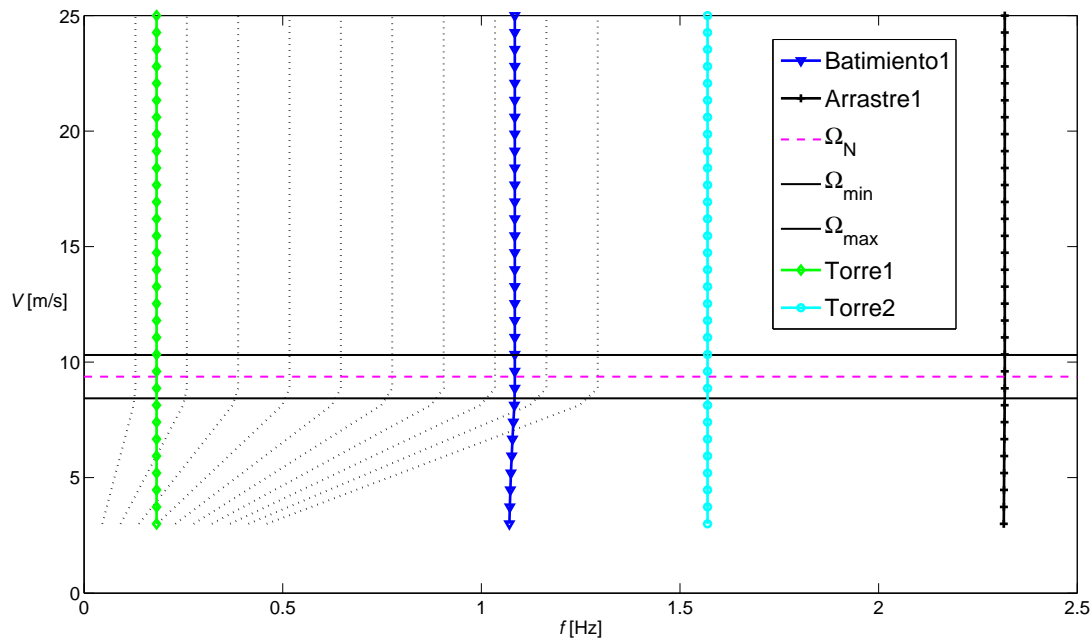


Figura 8.9: Diagrama Waterfall

Se puede concluir, por tanto, que tanto las palas como la torre no presentan resonancias para velocidades en torno a la nominal, y la integridad estructural del aerogenerador, en primera aproximación, no se verá afectada.

Capítulo 9

Sistema eléctrico

9.1. Introducción

El sistema eléctrico es el encargado de convertir la energía mecánica en eléctrica mediante el generador. Está compuesto no sólo por el generador, sino también por diversos componentes auxiliares. Un aerogenerador puede ser equipado, en principio, con cualquier tipo de generador, aunque actualmente se exigen aquellos cuya compatibilidad con la conexión a la red eléctrica sea la menos problemática. La electrónica de potencia es la encargada de compatibilizar generadores de corriente alterna de variada calidad o de corriente continua mediante el empleo de inversores.

No obstante, hoy en día los generadores de corriente continua no se utilizan para aerogeneradores de gran potencia dado su elevado coste y constante mantenimiento. Los generadores trifásicos son los más ampliamente utilizados dado su mejor relación potencia/peso, su capacidad para proporcionar tensiones elevadas y poseer unos costes de mantenimiento bajos.

El sistema eléctrico no está restringido sólo al generador, sino que son necesarios otros subsistemas para la distribución, conexión en red, monitorización y control de la energía y elementos de apoyo. Como plantas de potencia que son, requieren una operación automática, monitorización y seguridad comparables a las otras fuentes convencionales de energía.

Existen dos tipos de generadores trifásicos: los síncronos con bobinado de excitación, o de imanes permanentes; y los asíncronos de jaula de ardilla, o de rotor bobinado. Están constituidas por una parte fija (estátor) y otra móvil (rotor) y la diferencia radica en que el rotor o el estátor trabajen como inductor o inducido.

Dado que se ha optado por el estudio de un aerogenerador de **velocidad variable**, no se contemplarán aquellos sistemas destinados a los aerogeneradores de velocidad fija.

9.2. Generador síncrono

Los generadores síncronos pueden ser de dos tipos: aquellos cuyos campos magnéticos están excitados separadamente, y aquellos cuyo campo magnético lo generan imanes permanentes. En ambos, la frecuencia de salida es directamente proporcional a la velocidad de giro del rotor del generador (que actúa como inductor). Los imanes permanentes tienen la ventaja de tener un alto rendimiento (no requieren estar alimentados, por lo que no necesitan colectores ni anillos rozantes,

disminuyendo las pérdidas por efecto Joule), pero sus dos principales inconvenientes son su mayor precio y su tendencia a desmagnetizarse.

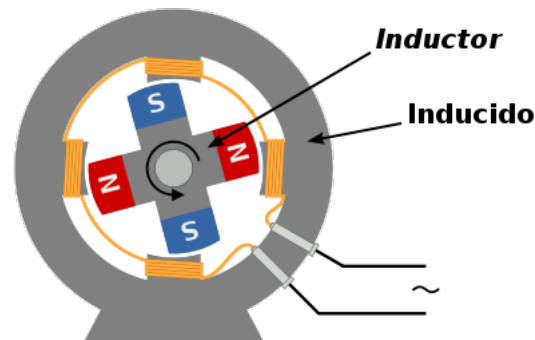


Figura 9.1: Esquema de un generador síncrono

Fuente: <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/0/03/Alternador.svg>

La corriente continua que fluye por el rotor genera el campo excitador, que gira a la velocidad síncrona determinada por la frecuencia del campo rotatorio y el número de pares de polos del rotor:

$$n = \frac{f}{p} \quad (9.1)$$

siendo f la frecuencia del campo rotatorio (Hz), p el número de pares de polos y n la velocidad de giro (s^{-1}). La dirección de rotación y velocidad del rotor están siempre en sincronismo con la rotación del campo magnético del estátor.

La eficiencia de estos generadores es generalmente superior al de los generadores asíncronos (del orden de 1-2%), y requiere menores dimensiones, especialmente en máquinas de alto par y baja velocidad. Sin embargo, dado que se emplea en aerogeneradores de velocidad variable, exige de un convertidor electrónico que asista a dicho generador en el acoplamiento a la red, cuya frecuencia es invariable. También se hace necesario el uso de una multiplicadora para evitar el uso de una cantidad de polos elevada que aumente mucho su tamaño y las pérdidas para adaptarlo a la frecuencia de 50 Hz (Europa) de la red.

Por último, se sabe que la masa del generador síncrono depende en gran medida de la velocidad de rotación: cuanto más rápido gira, más ligero y barato resulta. No obstante, se hace preciso llegar a una solución de compromiso, ya que el aumento en la velocidad de giro incrementa la complejidad y coste de la multiplicadora. Hoy en día el uso de estos generadores está muy asentado, aunque aquellos conectados a sistemas hidroeléctricos emplean ocasionalmente los asíncronos.

La figura 9.2 representa cómo sería la conexión entre elementos. Las siglas denotan:

- ▷ GB: Multiplicadora (aumenta las revoluciones para así reducir el número de polos necesarios; $n \cdot p = f = 50/60$ Hz).
- ▷ SG: Generador síncrono.
- ▷ AC/DC: Rectificador (corriente alterna/corriente continua).
- ▷ DC/AC: Inversor (corriente continua/corriente alterna).
- ▷ Grid: Red a la cual se suministra la energía.

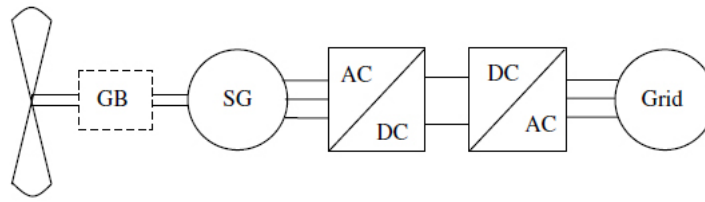


Figura 9.2: Aerogenerador de velocidad variable con generador síncrono

Fuente: Manwell *et al.* (2009)

La línea discontinua alrededor de la multiplicadora indica que no es obligatorio su uso. Los aerogeneradores de transmisión directa utilizan generadores multipolos de gran diámetro y no necesitan multiplicadora, ya que consiguen la frecuencia requerida sin necesidad de aumentar la velocidad de giro del rotor del generador. La potencia de estos se puede describir de la forma:

$$P = KD^2Ln \quad (9.2)$$

donde D es el diámetro del rotor, L es la longitud, n es la velocidad de rotación y K una constante. Por tanto, al considerar velocidades de rotación bajas (aquellas del eje de baja), para una determinada potencia se debe aumentar la longitud o el diámetro. Este último, al estar elevado al cuadrado, es generalmente el parámetro elegido para conseguir la potencia deseada dado que resulta más barato que incrementar la longitud. Otro factor a considerar es que los generadores síncronos, a diferencia de los asíncronos, no requieren de distancias entre rotor y estátor tan estrictamente bajas, y dado que se manejan diámetros bastante grandes, resulta menos complicado fabricarlos sin que surjan problemas mecánicos y térmicos.

9.3. Generador asíncrono (o de inducción)

Al igual que los síncronos, los generadores síncronos también pueden ser de dos tipos: los denominados “de jaula de ardilla” o los de rotor bobinado. Están compuestos por un bobinado trifásico inductor conectado a la red eléctrica y ubicado en el núcleo magnético del estátor, y un bobinado de inducido cortocircuitado ubicado en el rotor. Si este inducido consiste en barras de aluminio sin conexión exterior, se habla del generador asíncrono de jaula de ardilla. La denominación “asíncrono” deriva de la desigualdad entre la velocidad de la parte giratoria (rotor) y el campo magnético provocado por la parte fija (estátor). A dicha desigualdad de velocidad se le denomina deslizamiento (s):

$$s = 1 - \frac{\Omega}{\Omega_s} \quad (9.3)$$

donde Ω es la velocidad de giro de la máquina en rad/s y Ω_s la velocidad de sincronismo en rad/s, que cumple:

$$\Omega_s = \frac{\omega_s}{p} = \frac{2\pi f_s}{p} \quad (9.4)$$

siendo f_s la frecuencia de las corrientes del estátor (en hercios), ω_s la misma frecuencia en rad/s.

El empleo de estos generadores no es conceptualmente tan directo, ya que requieren de una fuente externa de potencia reactiva que debe ser suministrada por un convertidor. Estos son caros e introducen pérdidas en el sistema. Aún así, su empleo ayuda a reducir la transmisión de daños por fatiga al resto del aerogenerador.

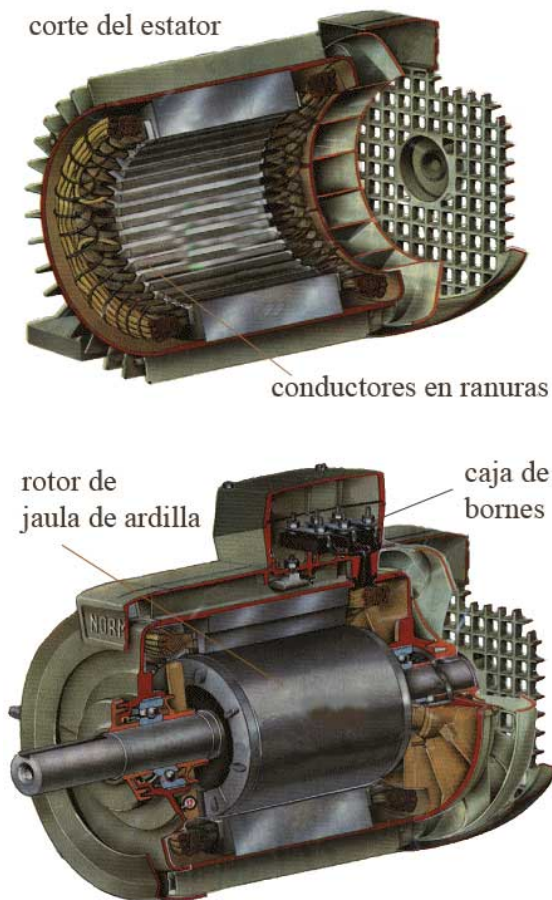


Figura 9.3: Generador asíncrono de jaula de ardilla

Fuente: <http://www.cifp-mantenimiento.es/e-learning/contenidos/9/corte-motor.jpg>

Entre las ventajas del asíncrono de jaula de ardilla respecto de los síncronos (véase Villarrubia, 2004) destacan:

- ▷ Su mayor simplicidad y, por tanto, mayor fiabilidad y menor coste.
- ▷ Mayor robustez y menor mantenimiento.
- ▷ Ausencia de escobillas.
- ▷ Buen comportamiento frente al embalamiento.
- ▷ Mayor duración y disponibilidad (a causa de lo antes dispuesto).

La figura 9.4 representa la conexión entre elementos. Las siglas denotan:

- ▷ GB: Multiplicadora.
- ▷ SQiG: Generador asíncrono de jaula de ardilla.
- ▷ PWM (1 & 2): Convertidores de potencia. El primero suministra potencia reactiva al rotor a la vez que acepta potencia activa del rotor. Controla la frecuencia y por tanto la velocidad del rotor. También convierte la potencia extraída del rotor en corriente continua. El segundo convierte de nuevo esta corriente en alterna a la tensión y frecuencia adecuadas para su volcado en la red.

- ▷ Grid: Red a la cual se suministra la energía.

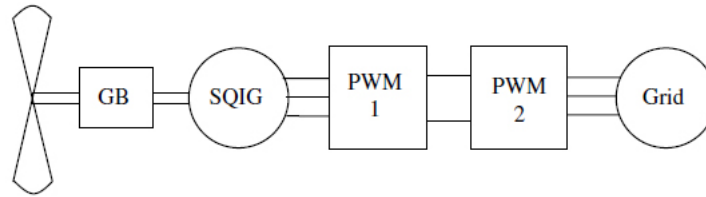


Figura 9.4: Aerogenerador de velocidad variable con generador asíncrono de jaula de ardilla

Fuente: Manwell *et al.* (2009)

Los generadores asíncronos de rotor bobinado, en vez de un rotor con barras de aluminio, disponen de cables de cobre enrollados. Los extremos de este bobinado son accesibles, a través de los cuales se les puede inyectar o extraer potencia por medio de las escobillas. Aunque son más caros que los de jaula de ardilla, su principal ventaja reside en la posibilidad de operar a velocidad variable utilizando convertidores de potencia de, aproximadamente, 1/3 la capacidad de los que requeriría si toda la potencia tuviese que atravesarlos. Por tanto, son más pequeños y baratos que los empleados por los síncronos y asíncronos de jaula de ardilla.

Pueden ser usados de diferentes formas: operación con alto deslizamiento, recuperación de potencia de deslizamiento y operación a velocidad variable real. Para más información acerca de dichos modos de operación, se recomienda consultar Manwell *et al.* (2009).

9.4. Subsistemas de acondicionamiento

9.4.1. Subsistema de refrigeración

Todo sistema con partes móviles debe disponer de un sistema propio de refrigeración que asegure un funcionamiento del aerogenerador regular y bajo óptimas condiciones. Este sistema es esencial en elementos como los engranajes del rotor, apoyos de los ejes en cojinetes, salida del eje de baja, elementos de la multiplicadora y del generador, etc. Las altas temperaturas alcanzadas por el rozamiento podrían suponer serios daños a los elementos, incrementando la posibilidad de fallo y haciendo necesario una mayor asiduidad en el mantenimiento.

9.4.2. Subsistema antihielo

Las condiciones climatológicas o fenómenos atmosféricos no esperados en los emplazamientos durante algunas épocas del año pueden dar como resultado un mal funcionamiento del aerogenerador, o alterar los datos proporcionados por los sensores dispuestos para el control de las operaciones. Es por ello que se hace indispensable en los lugares donde se vayan a dar temperaturas bajo cero grados y se deberán de disponer tanto en las palas (donde la acumulación de hielo reduce la eficiencia aerodinámica) como en los sensores (una lectura errónea de parámetros de entrada puede ocasionar que el aerogenerador deje de funcionar en su punto óptimo de operación).

Capítulo 10

Sistema de control

10.1. Introducción

El sistema de control consiste en un determinado número de sensores, actuadores y sistemas computerizados que procesan las señales de entrada captadas por dichos sensores y generan señales de salida para los actuadores. Deben de asegurar su funcionamiento automático y conseguir que el aerogenerador opere en modo de máxima eficiencia en cada momento de la operación, minimizando las cargas estructurales y teniendo la seguridad como factor prioritario.

En aerogeneradores con control por cambio de paso activo los sistemas de control y supervisión controlan: el sistema de orientación, la velocidad de rotación del rotor y la potencia, y la secuencia operacional.

Entre los sensores se encuentran los siguientes elementos:

- ▷ Anemómetro/veleta.
- ▷ Sensor de velocidad del rotor.
- ▷ Sensor eléctrico de potencia.
- ▷ Sensor del ángulo de orientación de la góndola.
- ▷ Sensores de vibración.
- ▷ Sensores de presión hidráulica.
- ▷ Interruptores/botones de accionamiento-apagado.
- ▷ Indicadores de temperatura y nivel de aceite de los elementos.

El sistema que procesa las señales de salida consiste en ordenadores o controladores que llevan a cabo las tareas normales de control, pero a los que se les añade un sistema fiable de seguridad al fallo que anule las funciones normales de control y lleven al aerogenerador a un estado seguro si surgen problemas.

El sistema de control se suele dividir en dos grandes grupos: el controlador de supervisión y el controlador dinámico. También existe un tercer grupo que controla diferentes aerogeneradores en un parque eólico, pero no se tratará en este estudio.

10.2. Controlador de supervisión

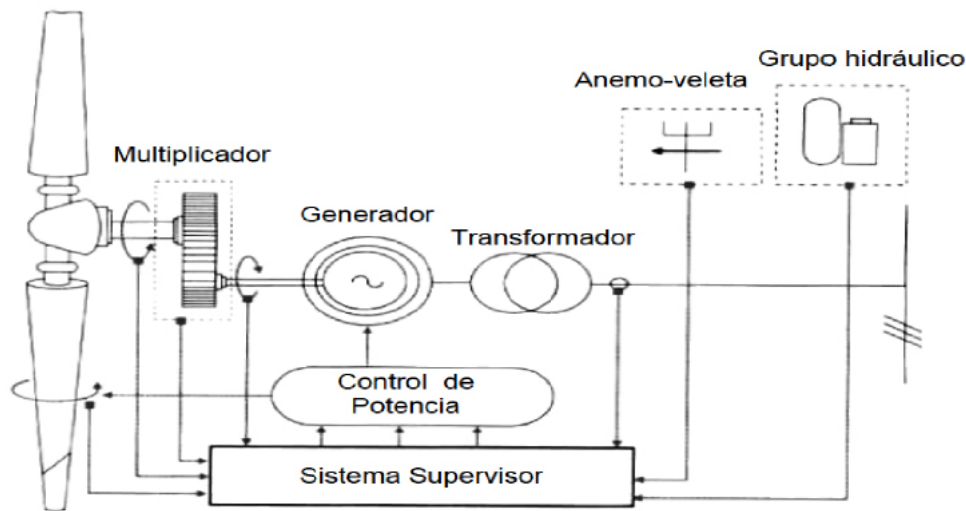


Figura 10.1: Esquema del controlador de supervisión

Fuente: Rodríguez *et al.* (2003)

Las tareas de este sistema de control consisten en llevar al aerogenerador de un estado de funcionamiento a otro según se requiera. Debe permitir un funcionamiento automático, reconocer situaciones de peligro y activar los sistemas de emergencia adecuados, además de permitir ejecutar al operario determinadas instrucciones especiales. Es por ello que debe tener numerosos sensores repartidos por los diversos elementos del aerogenerador que estén continuamente enviando información acerca del estado general de la máquina.

Existen dos modos de operación: los permanentes y los temporales. El criterio para dividirlos de esta forma se basa en si puede permanecer en dicho modo de forma indefinida o no. Modos permanentes de operación son: máquina parada, pausa y funcionamiento normal (tanto carga parcial como plena carga). Dentro de los temporales se encuentran: arranque, conexión a la red o parada de emergencia, entre otros.

Este grupo realiza las funciones que a continuación se detallan:

- ▷ Cambia el modo de operación de la máquina (apagado/pausa por falta de viento, producción de energía, etc.).
- ▷ Monitoriza el viento, así como las cargas y condiciones límite.
- ▷ Enciende y apaga el aerogenerador de una forma ordenada (cada elemento en su debido orden).
- ▷ Proporciona señales de entrada a los controladores dinámicos (revoluciones por minuto, velocidad de punta de pala, etc.).

10.3. Controlador dinámico

El controlador dinámico se encarga de los ajustes continuos a alta velocidad sobre los actuadores y componentes cuando se hace necesario un cambio en sus condiciones de operación. Se emplean en

sistemas de control en los que la dinámica de grandes sistemas afectan el resultado de acciones de control. Cada controlador dinámico se encarga de uno de los subsistemas, dejando el resto a otros controladores y su coordinación con las demás operaciones al controlador de supervisión.

Entre sus funciones destacan:

- ▷ Ajustar el ángulo de paso para reducir el par transmitido al tren de potencia.
- ▷ Controlar el flujo de potencia al convertidor electrónico de potencia.
- ▷ Controlar la posición de los actuadores.

Los efectos de estas acciones son luego medidas por los sensores, que mandarán señales de entrada de nuevo a los controladores dinámicos. Un esquema acerca de este proceso se puede ver en la figura 10.2.

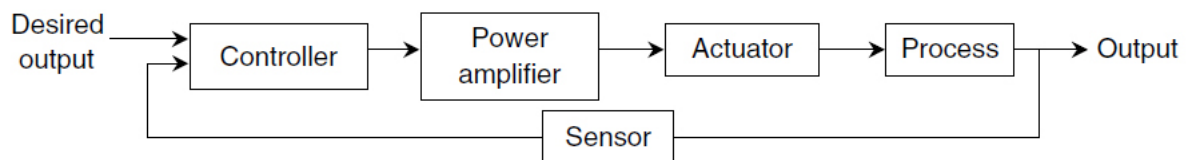


Figura 10.2: Componentes de un sistema de control

Fuente: Manwell *et al.* (2009)

10.3.1. Sistema de seguridad

La principal función de este sistema es la de obligar al aerogenerador a funcionar en condiciones seguras en caso de detectar problemas potencialmente peligrosos, generalmente obligándolo a parar el rotor mediante el uso de los frenos. El controlador de supervisión es el encargado de estas tareas en condiciones “normales” (vientos extremos, pérdida de conexión con la red, etc.), por lo que el sistema de seguridad sólo sería necesario si este primero fallase, tomando entonces el control de las secuencias operacionales. Igualmente puede ser activado por un operario a través de un pulsador de emergencia.

Se debe de diseñar de tal forma que opere lo más independientemente posible del sistema principal de control, debiendo ser fiable y seguro ante fallos. Suelen estar compuestos por circuitos que unen diversos *contactos normalmente abiertos* que en condiciones normales están cerrados. Así, en caso de fallo, dichos contactos se abrirían y desconectarían los sistemas eléctricos de la red, llevando al rotor a la posición de parada y accionando los frenos.

10.4. Control de los procesos

10.4.1. Control del par aerodinámico

Consiste en emplear la velocidad de punta de pala, el coeficiente de potencia, la geometría del rotor, la desalineación forzada en la orientación de la góndola respecto del viento incidente y cualquier otra fuente de resistencia en el rotor para controlar el par aerodinámico.

Entre estos métodos destacan: los alerones, los bordes de salida deformables, chorros de aire que ayudan a mantener la capa límite adherida a la pala o las microaletas.

Sin embargo, la modificación del ángulo de paso es el método más común para controlar la potencia generada para velocidades superiores a la nominal (ya que para velocidades inferiores no es necesario modificar el ángulo de paso dado que se intenta extraer la máxima potencia), así como controlar las cargas que se ejercen sobre las palas para evitar sobrepasar los límites estructurales. Para ello, deberá tener una velocidad de reacción elevada a variaciones en las condiciones externas, por lo que requerirá un diseño cuidadoso.

10.4.2. Control del par del generador

El par ejercido por un generador asíncrono (o de inducción) depende de la velocidad de deslizamiento. A medida que cambia el par aerodinámico, la velocidad de giro del rotor del generador varía levemente, forzando a que el par del generador cambie para igualar el par aerodinámico. Por tanto, este no puede ser controlado de forma activa. No obstante, si se interpone un convertidor de frecuencia entre el generador y la red eléctrica, se puede controlar dicho convertidor para mantener constante el par en el generador o la potencia de salida para velocidades mayores a la nominal.

Existen otros métodos como es el caso de deslizamiento variable, en el cual se modifica la resistencia en serie con el bobinado del rotor en el generador de inducción con rotor bobinado, variando así la relación par/velocidad. Empleando el control en lazo cerrado (como el visto en la figura 10.2, en el cual se realimenta la salida a la entrada) es posible mantener el par constante en el modo a plena carga (velocidad superior a la nominal), a la vez que se permite operar con velocidad variable en dicha región.

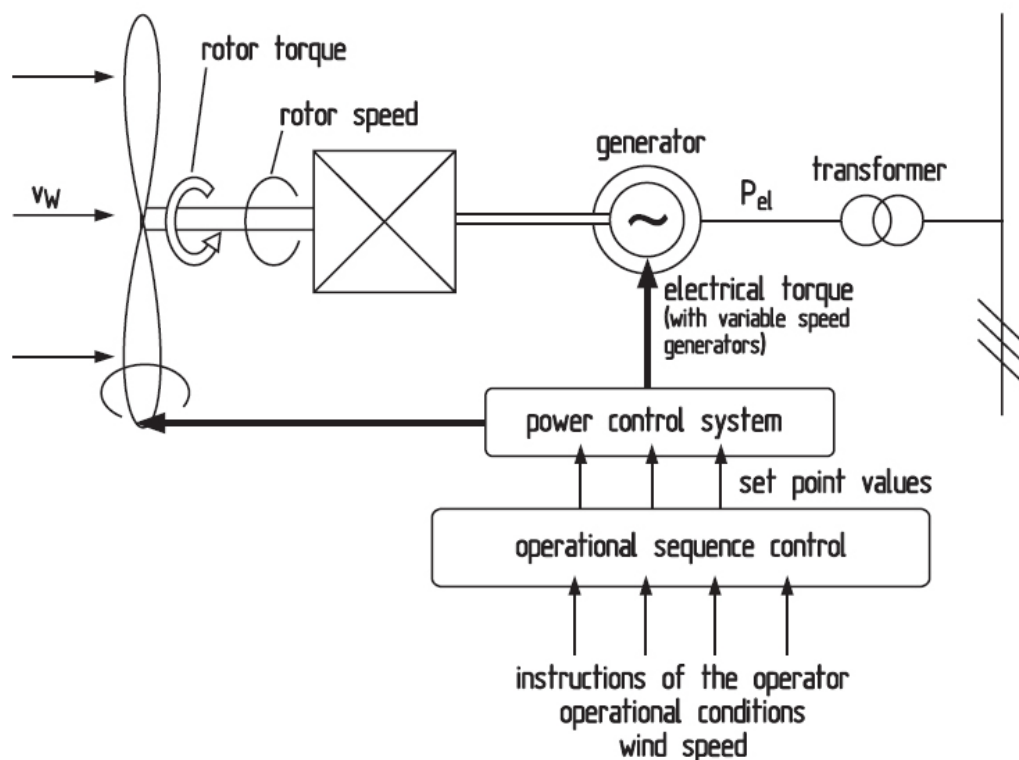


Figura 10.3: Esquema del control del par aerodinámico y del generador

Fuente: Hau (2006)

10.4.3. Control de orientación

Para maximizar la extracción de energía del viento, se hace necesario un sistema que oriente el rotor hacia el viento incidente, requiriendo de un control de orientación. La señal de error de orientación enviada por la veleta se emplea para activar los actuadores, los cuales suelen tener una respuesta lenta (para evitar el desgaste excesivo de los elementos mecánicos debido a la elevada masa que deben mover) en comparación con los de ángulo de paso. Al estar estos sensores de viento situados generalmente detrás del rotor, los datos de entrada se han de promediar y, por lo general, los actuadores no ejercerán ningún tipo de acción hasta que la señal de error no exceda de un cierto valor, cesando cuando ya han actuado durante un breve periodo de tiempo o han girado la góndola un determinado ángulo.

Capítulo 11

Estimación de costes

11.1. Introducción

Para la estimación del coste del aerogenerador se emplearán los datos del informe *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model* desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL). Este estudio es necesario dado que todo trabajo de ingeniería requiere de un análisis que demuestre la viabilidad económica (la estructural ya se supone verificada) de dicho proyecto. Dado que la técnica evoluciona y se abarata con el tiempo, estos datos sólo serán considerados como un punto de partida. Están calculados en dicho informe para dólares americanos del año 2002, con lo cual un ajuste será acometido para representar los costes en euros actuales (se tomará como fecha de cálculo el 29 de abril, 2011).

El informe citado utiliza como fuentes los proyectos WindPACT¹ y LWST² encargados por el DOE³ de EEUU, así como estudios realizados por la Universidad de Sutherland y datos de empresas del sector (LM Glasfiber y TPI Composites). La finalidad es la de obtener coeficientes como el coste de la energía (*COE*) mediante el uso de indicadores económicos.

Una de las limitaciones de dicho informe es que el estudio sólo contempla aerogeneradores como el estudiado en este documento (a barlovento, tres palas, eje horizontal, control por paso y velocidad variable), limitando también la variedad del tipo de tren de potencia a cuatro configuraciones.

11.2. Conversión de dólares \$2002 a euros €2011

Para realizar los cálculos hay que tener en cuenta que los resultados proporcionados por el informe están en dólares del año 2002. En los casos en que no se haya producido una variación notable de los precios de la industria, se utiliza como indicador el Índice General de Inflación, sin embargo, cuando el cambio ha sido significativo se usa el Producer Price Index (PPI) de la industria estadounidense correspondiente al producto en cuestión, y que en el estudio queda identificado para cada pieza o componente mediante el índice NAICS (North America Industry Classification System). Dada la complejidad de dicho estudio, se opta por un método simplificado, que lleva a cabo la conversión a euros 2011 mediante la siguiente operación:

¹Wind Partnership for Advanced Component Technology

²Low Wind Speed Technology

³Department of Energy

$$\text{Precio } \$2002 \times \text{Ratio de conversión} = \text{Precio } €2011$$

$$\text{Ratio de conversión} = (1 + \text{Índice General de Inflación}) / (\text{Conversión dólar-euro actual})$$

donde los valores del Índice General de Inflación⁴ (*IGI*) entre junio de 2002 y abril de 2011, y de la conversión dólar-euro⁵ (\$-€) a día 29 de abril de 2011 valen:

$$IGI = 25,02\% = 0,2502$$

$$1 € = 1,4860 \$$$

quedando por tanto el ratio de conversión:

$$ROC = \frac{1 + 0,2502}{1,4860} = 0,8413$$

11.3. Parámetros del estudio económico

El objetivo del modelo WindPACT es la obtención de una estimación del *COE*, que es el máximo indicativo del coste de la producción de la energía eólica producida por el aerogenerador, y que se realiza a partir de la estimación de masas y costes de cada uno de sus componentes principales, para todas las configuraciones posibles.

El *COE* (\$/kWh o €/kWh), se define de la forma:

$$COE = \frac{(FCR \times ICC)}{AEP_{net}} + AOE \quad (11.1)$$

Los parámetros que intervienen en la ecuación se describen a continuación:

FCR: la Tasa Fija de Gastos [año⁻¹] representa la cantidad anual por dólar inicial invertido destinada a cubrir el coste del capital, la deuda pendiente y otros gastos fijos. El modelo impone un valor de 0,1158 por año, pero se espera modificar en futuras correcciones del informe para incluir otros parámetros no contemplados.

ICC: el Coste Inicial de Capital [\$ / €] que considera el Coste de Capital del Aerogenerador (*TCC*) y el Balance de la Estación (*BOS*), no incluyendo gastos de fabricación o financiación (contenidos en el *FCR*). En el Balance de la Estación se incluyen: los costes de los cimientos y soporte, transporte, obra civil, instalación, conexiones eléctricas y permisos.

AEP_{net}: la Producción de Energía Neta Anual [kWh/año] (producto de las horas equivalentes en un año por la potencia nominal) se obtuvo previamente, Tabla 5.1, y vale $1,1034 \cdot 10^7$ kWh/año.

AOE: los Gastos Anuales de Operación [\$/kWh o €/kWh] se calculan mediante la expresión:

$$AOE = \frac{LLC + (O\&M + LRC)}{AEP_{net}} \quad (11.2)$$

e incluyen:

⁴Fuente: http://inflationdata.com/Inflation/Inflation_Calculators/Inflation_Rate_Calculator.asp

⁵Fuente: http://www.euroresidentes.com/finanzas/tipo_de_cambio_euro_dolar.htm

- ▷ *LLC*: el Coste de Arrendamiento del Terreno [\$/año o €/año], es decir, los gastos de alquiler del emplazamiento.
- ▷ *O&M*: el Coste de Operación y Mantenimiento [\$/año o €/año] considera los costes anuales de operaciones y mantenimiento, incluyendo los gastos de mano de obra, recambios de componentes (tanto previstos como no previstos) y gastos de gestión administrativa y soporte.
- ▷ *LRC*: el Coste Global Medio Anual de Reemplazo, [\$/año o €/año] engloba los gastos asociados a la sustitución de los componentes principales del aerogenerador.

11.4. Coste de capital del aerogenerador (TCC)

La estimación de costes realizada por el modelo WindPACT está basada en funciones potenciales obtenidas mediante ajustes estadísticos de datos del mercado y que son, para los distintos componentes, funciones que dependen de la potencia nominal y de la masa del aerogenerador (la masa a su vez es función del momento en el eje de baja, del diámetro del rotor y de la altura del buje). Sin embargo, no todos los costes se obtienen mediante relaciones de escala. Hay gastos que se fijan en una cantidad invariable, como el del sistema de control del aerogenerador. Para mayor información respecto a las consideraciones tomadas en la obtención de las funciones de escala, se recomienda la consulta de Fingersh *et al.*, 2006. Las funciones generan resultados en dólares 2002, que multiplicados por el *ROC* generan resultados en euros 2011 a 29 de abril de 2011.

11.4.1. Palas

El coste de las palas ha sido desarrollado empleando el informe de costes de TPI. Entre las consideraciones tomadas, cabe destacar que no se considera el incremento de precio asociado a las mejores características estructurales de los materiales avanzados, por lo cual, al ser función de la masa y ser la pala de materiales avanzados más ligera, la curva quedará por debajo de la básica para un mismo tamaño (ver figura 11.1).

Las ecuaciones para ambas configuraciones son:

$$\text{Coste} = \frac{\text{coste del material} + \text{coste de la mano de obra}}{(1 - 0,28)} \quad (11.3)$$

$$\text{Básica: Coste 1 pala} = \frac{[(0,4019 \cdot R^3 - 955,24) \cdot BCE + 2,7445 \cdot R^{2,5025} \cdot GDPE]}{(1 - 0,28)}$$

$$\text{Avanzada: Coste 1 pala} = \frac{[(0,4019 \cdot R^3 - 21051) \cdot BCE + 2,7445 \cdot R^{2,5025} \cdot GDPE]}{(1 - 0,28)}$$

donde R es el radio del rotor, BCE el factor de coste de material de la pala y $GDPE$ el factor de coste de la mano de obra. Estos dos factores se tomarán como la unidad en este estudio.

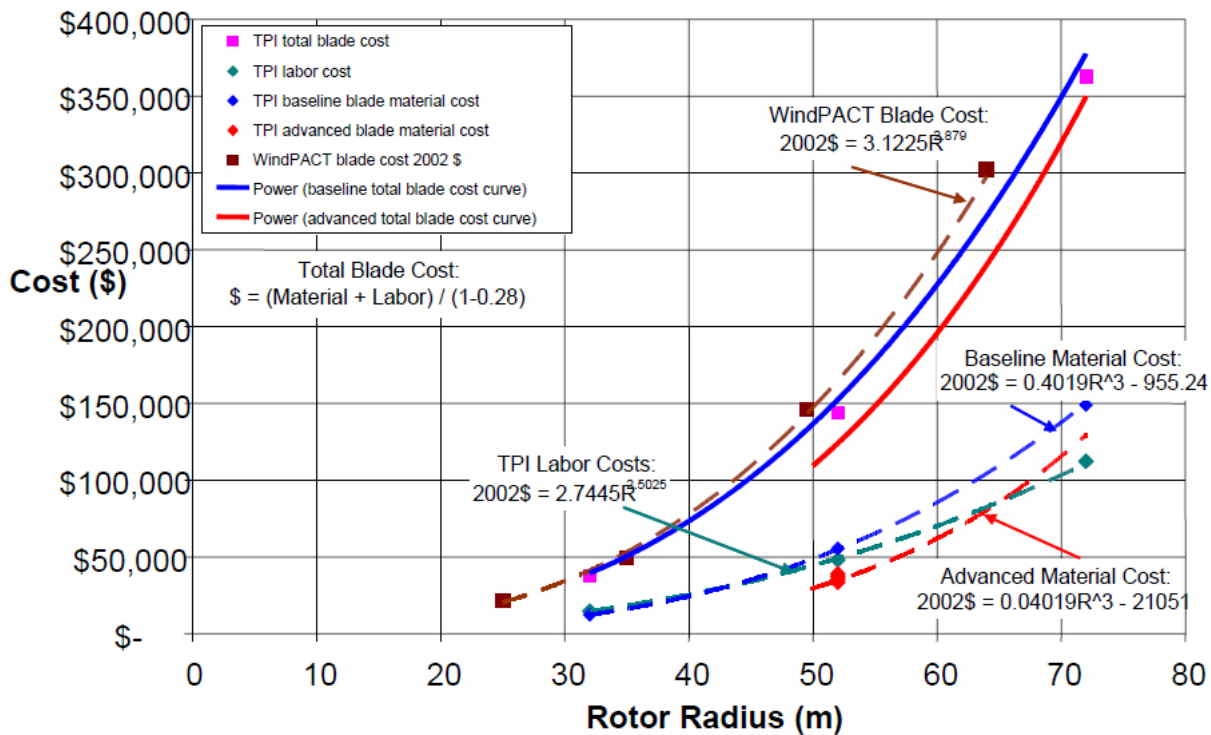


Figura 11.1: Estimación de los costes de la pala en función del radio

Fuente: Fingersh *et al.* (2006)

11.4.2. Multiplicadora

Se consideran cuatro tipos básicos de diseño, todos ellos estudiados con detalle en los dos estudios de tren de potencia de WindPACT y algunos incluso ajustados con los datos provenientes de la industria e informes LWST. Los cuatro diseños estudiados en este modelo son: multiplicadora de tres etapas planetaria/helicoidal con generador de alta velocidad, transmisión unietapa con generador de media velocidad, transmisión múltiple con generadores múltiples y transmisión directa sin multiplicadora.

Tres etapas, planetario/helicoidal: Coste total = $16,45 \cdot P_N^{1,249}$

Transmisión de etapa única con generador de media velocidad: Coste total = $74,1 \cdot P_N^{1,00}$

Transmisión múltiple con varios generadores: Coste total = $15,26 \cdot P_N^{1,249}$

Transmisión directa: No tiene multiplicadora

siendo P_N la potencia nominal del aerogenerador.

11.4.3. Generador

Los datos para estos diseños se han extraído principalmente del estudio del rotor WindPACT y de los dos estudios de tren de potencia de WindPACT. Para este modelo, estos diseños se han limitado a: rotor bobinado de alta velocidad con multiplicadora de alta velocidad, generador magnético permanente con multiplicadora unietapa, multiplicadora con varios generadores y transmisión directa.

Transmisión de tres etapas con generador de alta velocidad: Coste total = $P_N \cdot 65$

Transmisión unietapa con generador magnético permanente de velocidad media: Coste total = $P_N \cdot 54,73$

Transmisión múltiple con generador magnético permanente: Coste total = $P_N \cdot 48,03$

Transmisión directa: Coste total = $P_N \cdot 219,33$

11.4.4. Chasis

Los datos para estos diseños se han extraído principalmente del estudio del rotor WindPACT y de los dos estudios de tren de potencia de WindPACT, ajustando mediante datos provenientes de la industria y los estudios LWST. El coste del chasis es función del tipo de tren de transmisión, dado que cada diseño distribuye la carga de diferente manera y tiene diferente longitud.

Transmisión de tres etapas con generador de alta velocidad: Coste del chasis = $9,489 \cdot D^{1,953}$

Transmisión unietapa con generador magnético permanente de velocidad media: Coste del chasis = $303,96 \cdot D^{1,067}$

Transmisión múltiple con generador magnético permanente: Coste del chasis = $17,92 \cdot D^{1,672}$

Transmisión directa: Coste del chasis = $627,28 \cdot D^{0,85}$

Plataformas y raíles: Coste de las plataformas y raíles = Masa plataformas y raíles $\cdot 8,7$

siendo D el diámetro del rotor.

11.4.5. Torre

Las funciones de coste de la torre están basadas principalmente en los estudios WindPACT. Todas las torres consideradas aquí son tubulares. Se distingue también entre dos tipos: básica y avanzada.

Básica: Coste total = Masa básica $\cdot 1,50$

Avanzada: Coste total = Masa avanzada $\cdot 1,50$

11.4.6. Resto de componentes

El resto de componentes aquí mostrados no tienen un coste variable según cuál sea su tren de potencia o material empleado. Sus costes se calculan con parámetros que son fijos y valen para todos los modelos:

$$\text{Coste del buje} = \text{Masa del buje} \cdot 4,25$$

$$\text{Coste total del sistema de paso (3 palas)} = 2,28 \cdot (0,2106 \cdot D^{2,6578})$$

$$\text{Coste del cono} = \text{Masa del cono} \cdot 5,57$$

$$\text{Coste del eje de baja} = 0,1 \cdot D^{2,887}$$

$$\text{Coste del sistema total del cojinete} = 2 \cdot \text{Masa del cojinete} \cdot 17,6$$

$$\text{Coste del freno/acoplador} = 1,9894 \cdot P_N - 0,1141$$

$$\text{Coste total de la electrónica (vel. variable)} = P_N \cdot 79$$

$$\text{Coste total del mecanismo de orientación y cojinete} = 2 \cdot (0,0339 \cdot D^{2,964})$$

$$\text{Coste de la conexiones eléctricas} = P_N \cdot 40$$

$$\text{Coste del sistema hidráulico y de refrigeración} = P_N \cdot 12$$

$$\text{Coste de la góndola} = 11,537 \cdot P_N + 3849,7$$

$$\text{Coste del control, sistema de seguridad y monitoreo ambiental} = \$35.000 \text{ (en dólares 2002)}$$

11.5. Balance de la estación (BOS)

Al igual que las funciones para el Coste de Capital del Aerogenerador (TCC), se han de considerar los costes relacionados con la ejecución de la obra. A continuación se muestran las ecuaciones correspondientes, en dólares de 2002:

$$\text{Coste de cimientos} = 303,24 \cdot (z_{hub} \cdot A_s)^{0,4037}$$

$$\text{Coste de transporte} = P_N \cdot (1,581 \cdot 10^{-5} \cdot P_N^2 - 0,0375 P_N + 54,7)$$

$$\text{Coste de carreteras y trabajo civil} = P_N \cdot (2,17 \cdot 10^{-6} \cdot P_N^2 - 0,0145 P_N + 69,54)$$

$$\text{Instalación y montaje} = 1,965 \cdot (z_{hub} \cdot D)^{1,1736}$$

$$\text{Coste de las interfaces eléctricas y conexiones} = P_N \cdot (3,49 \cdot 10^{-6} \cdot P_N^2 - 0,0221 P_N + 109,7)$$

$$\text{Coste de los permisos ingenieriles} = P_N \cdot (9,94 \cdot 10^{-4} \cdot P_N + 20,31)$$

donde z_{hub} es la altura del buje y A_s es el área barrida por el rotor.

11.6. Costes anuales de operación (LLC, O&M y LRC)

Los costes anuales de operación (AOC) se calculan mediante las siguientes funciones, estando los resultados en dólares de 2002:

$$LRC \text{ anual} = P_N \cdot 10,7$$

$$\text{Coste de O\&M del aerogenerador de tierra} = 0,007 \cdot AEP_{net}$$

$$\text{Coste LLC} = 0,00108 \cdot AEP_{net}$$

11.7. Costes del aerogenerador en estudio

Todas estas ecuaciones han sido implementadas en Matlab[®] y se les ha aplicado el ratio de conversión calculado previamente. Se exponen a continuación los resultados obtenidos (desglosados según elementos, conjuntos o considerados globalmente) del aerogenerador en estudio, cuyos parámetros necesarios para el cálculo se muestran en la tabla 11.1:

Tabla 11.1: Parámetros de entrada para el cálculo de costes

Parámetro	Valor
Potencia nominal (P_N)	4,5 MW
Diámetro del rotor (D)	160 m
Velocidad angular nominal (Ω_N)	0,8125 rad/s
Altura del buje (z_{hub})	120 m
Área mojada del rotor (A_s)	20106 m ²
Producción de energía neta anual (AEP_{net})	$1,1034 \cdot 10^{10}$ Wh/año

El caso seleccionado es el de **pala y torre avanzadas con tren de potencia de transmisión unietapa con generador magnético permanente de velocidad media**, por ser el de menor coste de la energía (COE).

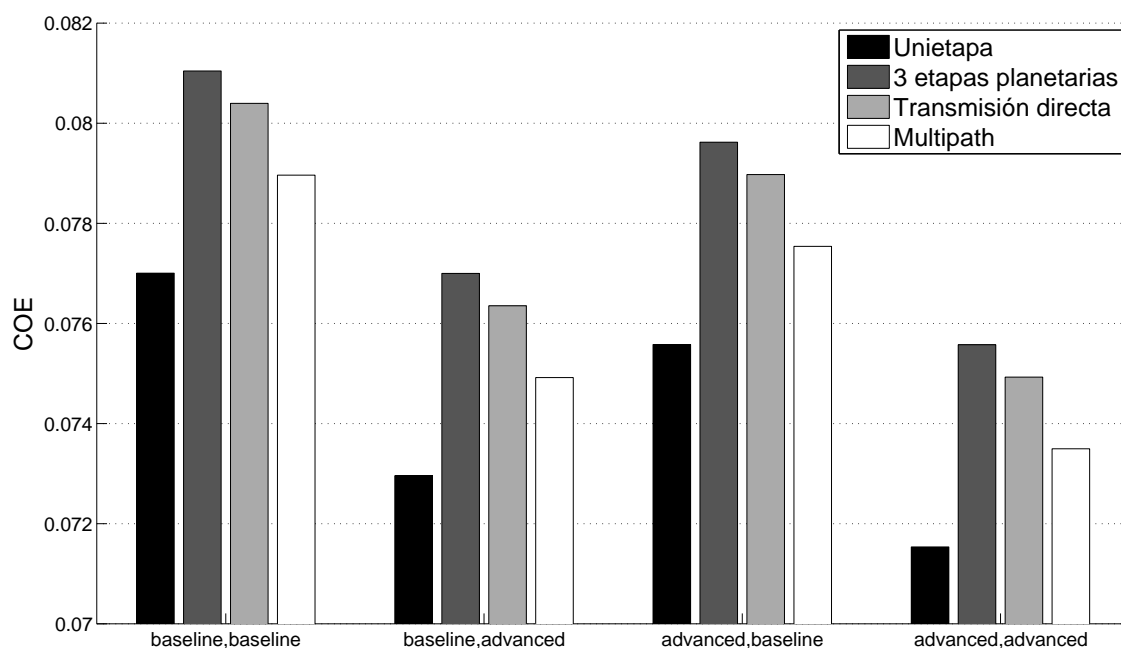


Figura 11.2: Coste de la energía

Los valores de costes de los componentes del aerogenerador (*TCC*) se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 11.2: Costes de los componentes del aerogenerador

(a) Rotor

Elemento(s)	Coste (€2011)
Coste de las 3 palas	1.204.336,5
Buje	130.500,2
Sistema de control de paso	291.382,9
Cono	11.431,9
Coste total del rotor	1.637.651,5

(b) Tren de potencia

Elemento(s)	Coste (€2011)
Eje de baja velocidad	194.202,6
Cojinete principal	185.301,7
Multiplicadora	280.537,8
Freno mecánico	7.531,6
Generador eléctrico	207.204,2
Electrónica (vel. variable)	299.088,9
Mecanismo de orientación y cojinete	194.626,5
Conexiones eléctricas	151.437,4
Chasis	81.382,4
Sistema hidráulico y de refrigeración	45.431,2
Góndola	46.917,2
Coste total del tren de potencia	1.693.661,6

(c) Sistema de control

Elemento	Coste (€2011)
Coste del sistema de control	29.446,2

(d) Torre

Elemento	Coste (€2011)
Coste de la torre	822.522,2

Así, queda un coste de capital del aerogenerador:

$$TCC = 4,183,281,5 \text{ €} \quad (11.4)$$

A continuación se muestran los costes asociados a la ejecución de la obra, denominados *BOS*:

Tabla 11.3: Costes de ejecución de la obra

Elemento	Coste (€2011)
Cimientos	96.242,5
Transporte	780.290,8
Carreteras y trabajo civil	182.605,1
Instalación y montaje	175.875,6
Interfaces eléctricas y conexiones	306.367,4
Permisos ingenieriles	93.826,8

La suma de estos costes da un valor de:

$$BOS = 1,635,208,2 \text{ €} \quad (11.5)$$

lo que nos proporciona un coste inicial de capital:

$$ICC = TCC + BOS = 5,818,489,7 \text{ €} \quad (11.6)$$

Por último, se reflejan los costes asociados a la operación del mismo:

Tabla 11.4: Costes anuales de operación

Elemento	Coste (€2011)
Coste de arrendamiento del terreno	10.025,5
Costes de operación y mantenimiento	64.980,4
Coste global medio anual de reemplazo,	40.509,5

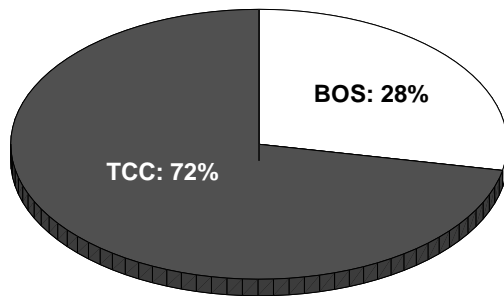
Por tanto, introduciendo estos valores en la ecuación 11.2 queda:

$$AOE = 0,01047 \quad (11.7)$$

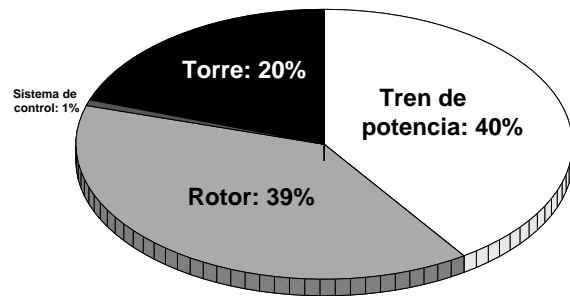
El coste de la energía asociado a esta configuración vale:

$$COE = 0,07153 \text{ €/kWh} \quad (11.8)$$

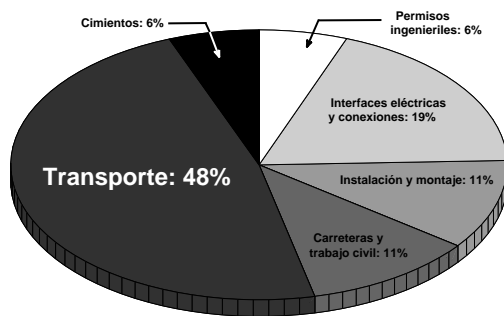
La figura 11.3 da una idea visual y porcentual de cuánto contribuye cada parte al total:



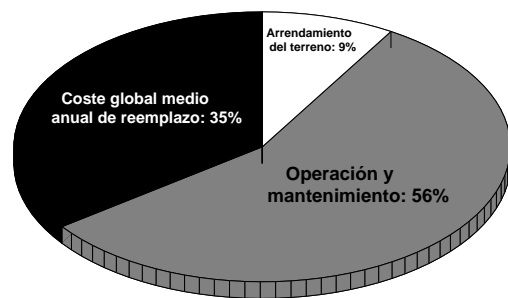
(a) Coste inicial de capital (ICC)



(b) Coste de capital del aerogenerador (TCC)



(c) Balance de la estación (BOS)



(d) Costes anuales de operación (AOC)

Figura 11.3: Contribución (en porcentaje) de cada elemento al coste

Analizando los resultados, se observa que los costes asociados a los componentes físicos del aerogenerador (TCC) suponen casi unas 3/4 partes del coste inicial de capital. Estos componentes se dividen en un 80% costes asociados a la góndola y rotor, siendo la torre un 20%, a pesar de su altura. También se ha de destacar el elevado porcentaje que supone el transporte de los componentes respecto al resto de costes de ejecución de obra. Al depender éste de la potencia nominal, lo hace indirectamente del tamaño, y es más costoso el transporte de elementos mayores y pesados.

11.7.1. Análisis posteriores

11.7.1.1. Parámetros de Weibull

En esta sección se va a analizar cómo cambia el coste de la energía según el factor de escala (c) de la función de densidad de probabilidad de Weibull. Se mantendrá el tamaño del aerogenerador intacto (mismo radio, misma potencia, misma altura de torre y misma configuración), así como el factor de forma ($k = 2,5$) de la función de Weibull. Es decir, sólo se modificará su emplazamiento.

Para $c = 7$ m/s, se obtienen un factor de capacidad y horas equivalentes:

$$\begin{cases} FC = 0,394 \\ H_{eq} = 3,447,2 \end{cases} \quad (11.9)$$

que nos proporciona, según el modelo WindPACT de costes, un coste de la energía:

$$COE = 0,0520 \text{ €/kWh} \quad (11.10)$$

el cual supone un descenso considerable respecto del caso $c = 6$ m/s, haciéndolo por tanto algo más competitivo.

Para el caso $c = 8$ m/s, los resultados serían:

$$\begin{cases} FC = 0,496 \\ H_{eq} = 4,345,5 \end{cases} \quad (11.11)$$

y un coste de la energía de valor:

$$COE = 0,0426 \text{ €/kWh} \quad (11.12)$$

Teniendo en cuenta los datos aportados por Schreck *et al.* (2005), estos valores (en €2011) para el caso de 'Low Wind Speed Turbines' (LWST, Aerogeneradores para velocidades de viento bajas) son relativamente altos si se comparan con el límite superior de 4,14 céntimos de € (€2011 según la conversión propuesta en la Sección 11.2) para aerogeneradores actuales en zonas de Clase 4 (lugares cuya velocidad media del viento a 10 m de altura es de 5,8 m/s). El caso en estudio, en cambio, tiene un valor medio de 5,3 m/s a 120 m de altura. Dado que en el caso real existe cortadura a causa de la capa límite atmosférica, estos valores pueden ser bastante mayores que los 5,8 m/s a 120 m de altura⁶. Considerando la ecuación 3.5 dada por la norma IEC 61400-1 (Ed. 3), se puede extrapolar la velocidad a cualquier altura dentro de la capa límite atmosférica. Por tanto, para $z_{hub} = 120$ m y $V_{hub} = 5,8$ m/s a $z = 10$ m:

$$V(z) = V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \Rightarrow V_{hub} = \frac{5,8}{\left(\frac{10}{120} \right)^{0,2}} = 9,53 \text{ m/s} \quad (11.13)$$

valor mucho más elevado que el estudiado. Considerando este valor, se procederá a calcular el valor de c que proporciona este valor medio de velocidad de viento, manteniendo invariable $k = 2,5$. Se obtuvieron los siguientes resultados:

$$\langle V \rangle = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \Rightarrow c = \frac{9,53}{\Gamma(1,4)} = 10,74 \text{ m/s} \quad (11.14)$$

$$\begin{cases} FC = 0,697 \\ H_{eq} = 6,108,3 \\ COE = 0,0323 \text{ €/kWh} \end{cases} \quad (11.15)$$

A raíz de estos valores, se pueden extraer algunas conclusiones. La primera, el alto factor de capacidad indica que el aerogenerador estudiado estaría sobredimensionado para lugares con tales parámetros de Weibull a 120 m de altura, por lo cual sería muy caro, sin llegar a reducir sustancialmente los valores del coste de la energía, que dependen del coste inicial de capital (ICC). Segundo, observando la tendencia en la figura 11.4, se puede deducir que a pesar de considerar emplazamientos con factores de escala elevados, no se lograría alcanzar el objetivo propuesto para 2012 para aerogeneradores LWST.

⁶Ver ecuación 3.4 en Sección 3.4.1.1

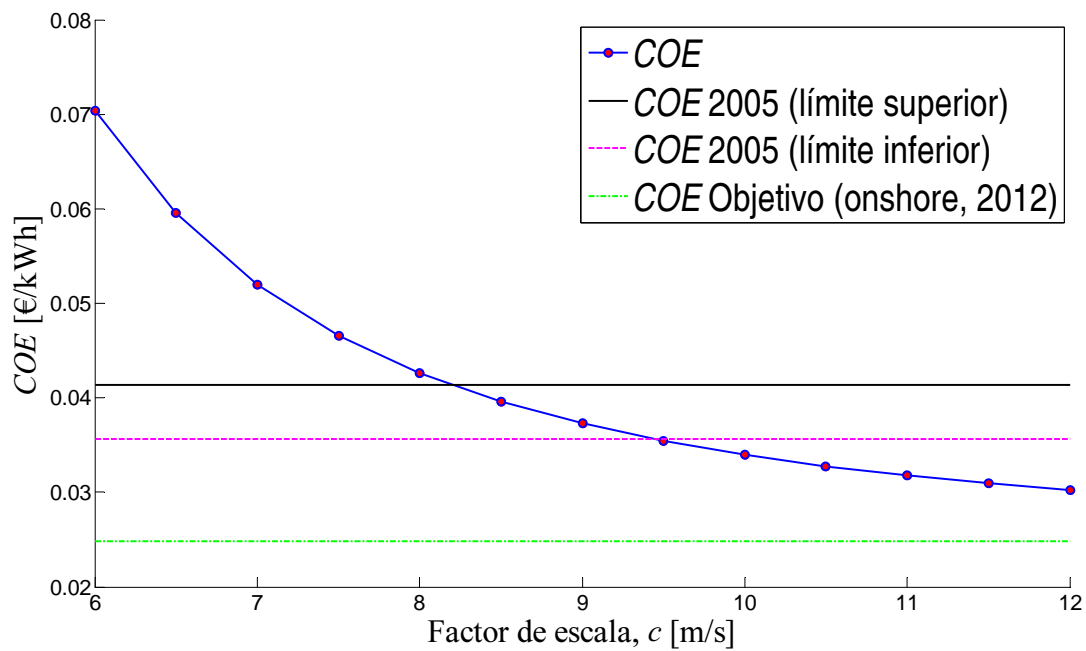


Figura 11.4: Tendencia del coste de la energía (COE) con el factor de escala (c)

La figura 11.5 representa los diferentes valores del coste de energía para distintos valores de k y c . Se aprecia cómo para altos valores del parámetro de escala y forma de la función de Weibull se obtienen valores del COE cercanos a 0,03 €/kWh, sin llegar a sobrepasarlo. Esto quiere decir que emplazamientos con vientos fuertes y cuya variación respecto del valor de máxima probabilidad sea menor son los más aconsejables para obtener valores competitivos de coste de la energía.

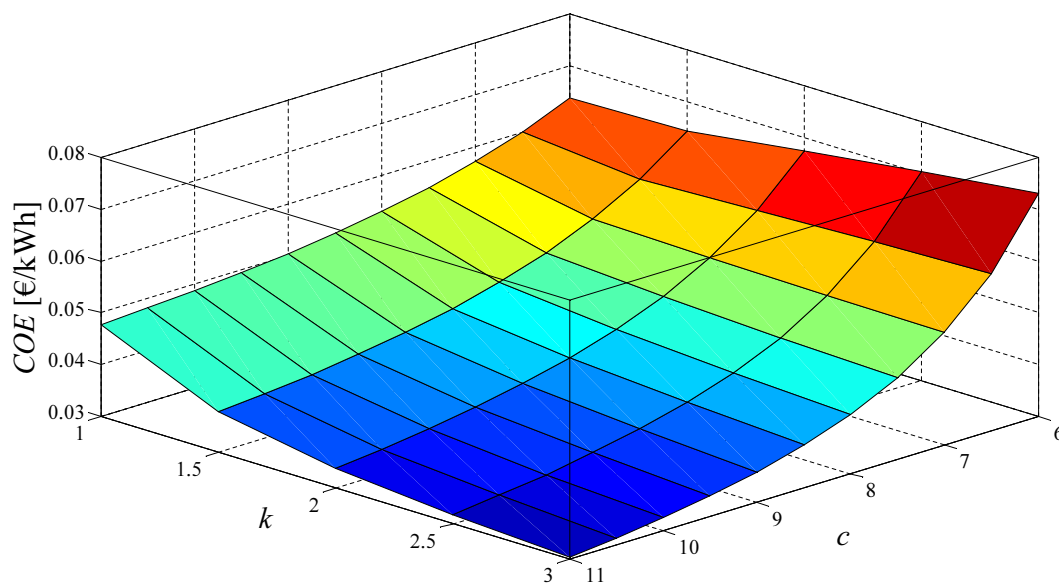


Figura 11.5: Variación del COE con c y k

11.7.1.2. Limitación por ruido

Se va a considerar en esta sección el suponer constantes todos los parámetros excepto el de limitación por ruido y la velocidad de giro del rotor, que depende de esta limitación para un determinado radio (es decir, los valores de Weibull, radio, potencia y altura permanecerán invariables). Si se aumentase la limitación por ruido ($(\Omega R)_{NL}$) de 65 a 75 m/s, lo primero que se observa es que ésta deja de ser una restricción al funcionamiento del aerogenerador (de hecho, se alcanza dicho estado para una $(\Omega R)_{NL} = 71,45$ m/s), por tanto se llegaría a la potencia nominal bajo unas condiciones de eficiencia óptima, aprovechando mejor el recurso eólico y por tanto aumentando así el factor de capacidad. Al igual que en el caso anterior, se van a estudiar las variaciones de los factores importantes en el cálculo del coste de la energía.

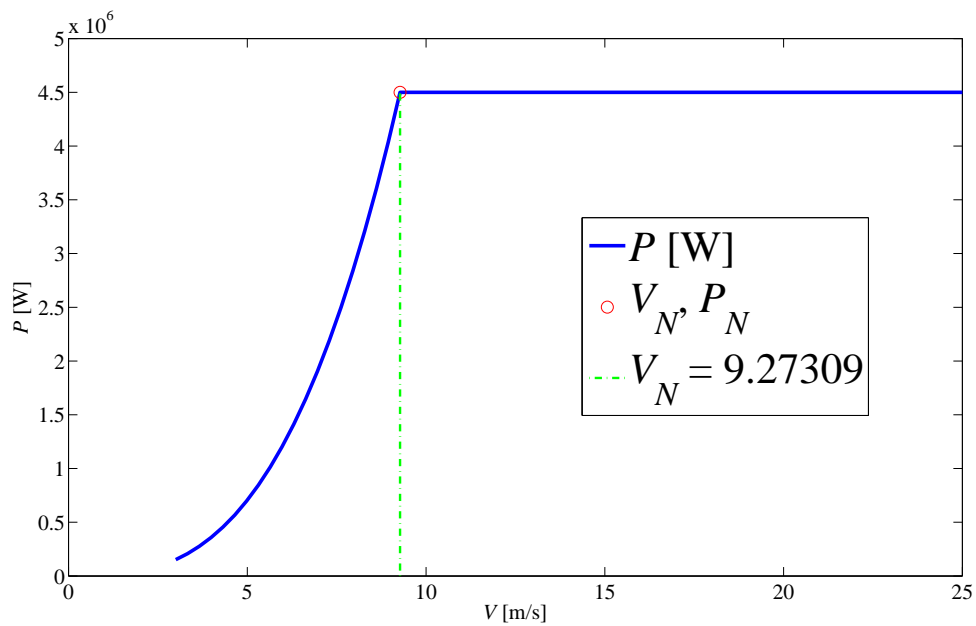


Figura 11.6: Curva de potencia para $(\Omega R)_{NL} = 75$ m/s

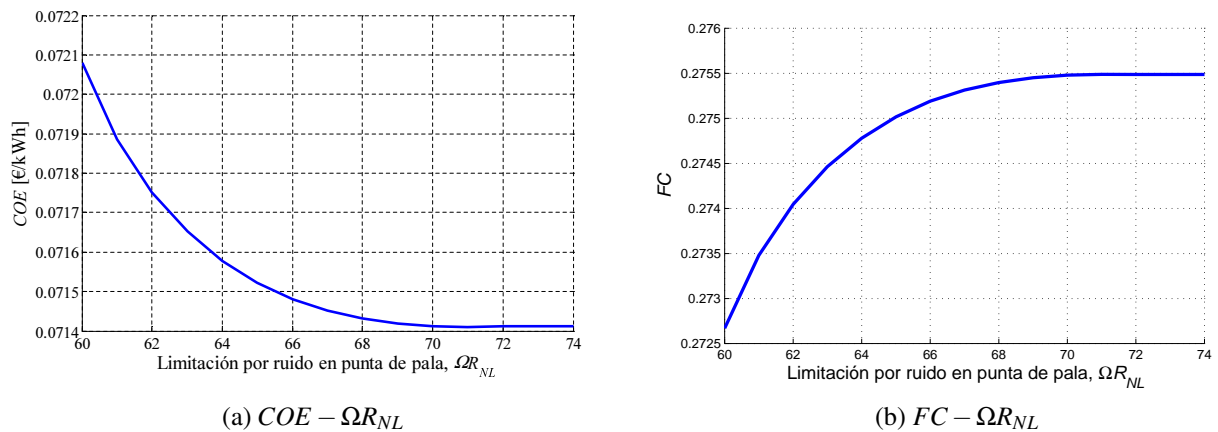


Figura 11.7: Variación del COE y el FC con la limitación por ruido en punta de pala (ΩR_{NL})

Para una limitación de 71,45 m/s (que es la limitación a partir de la cual no haría falta modificar la

velocidad de giro del rotor) se obtienen los siguientes resultados:

$$\begin{cases} FC = 0,275 \\ H_{eq} = 2,458,7 \\ COE = 0,0714 \text{ €/kWh} \end{cases} \quad (11.16)$$

En la figura 11.7a se aprecia que el coste de la energía apenas sufre variación con respecto al caso $(\Omega R)_{NL} = 65 \text{ m/s}$, que valía $COE = 0,07153 \text{ €/kWh}$, lo cual quiere decir que el aerogenerador ha sido diseñado para minimizar las pérdidas por limitación por ruido (ver figuras 5.15 y 11.6). También se observa cómo el factor de capacidad sufre leves variaciones con este parámetro.

La siguiente figura muestra la tendencia que siguen los aerogeneradores en el mercado, apreciándose cómo aumenta la velocidad de punta de pala para mayores radios. Se ha extrapolado linealmente hasta diámetro 160 m siguiendo la tendencia de los aerogeneradores de menor velocidad de punta de pala, dando una estimación de cuál sería la velocidad de punta de pala en el caso de giro más lento. Se puede ver que la tendencia natural dista bastante de la imposición por ruido estudiada en este documento, por lo que un diseño que reduzca esta diferencia sería contraproducente. Ciertamente es que no se dan casos de diámetros mayores que 80 m para dicha extrapolación, ni se tienen en cuenta las potencias nominales de los aerogeneradores.

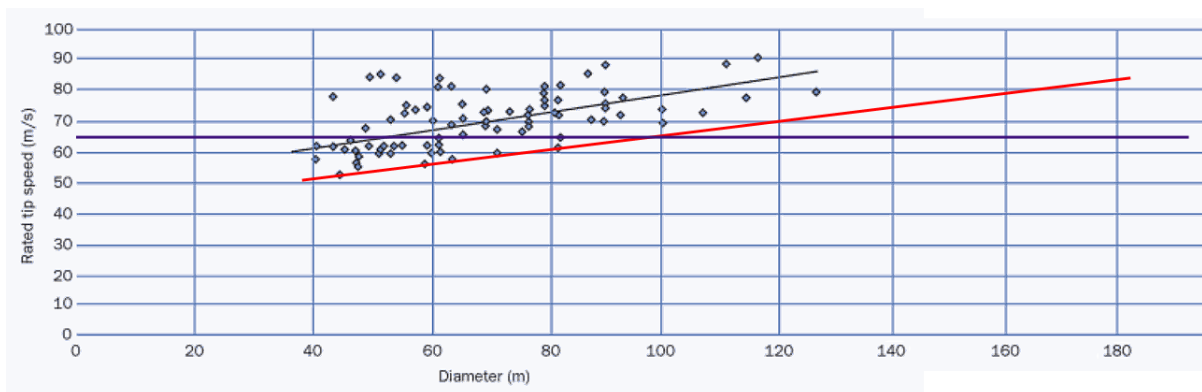


Figura 11.8: Tendencia de velocidad de punta de pala en función del diámetro del rotor

Fuente: EWEA (2009)

11.7.1.3. Variación del radio

Habiéndose visto la influencia de los parámetros de Weibull y la limitación por ruido, ajenas a toda decisión tomada en el estudio (son datos fijos de partida), se pretende comprobar la influencia del tamaño de la pala tomada para comprobar si haber optado por un radio distinto hubiese beneficiado o perjudicado tanto al factor de capacidad como al coste de la energía.

La figura 11.9 representa cómo varían estos parámetros. Se observa que para radios más pequeños el COE aumenta, sobrepasando el valor de 0,8 céntimos de €/kWh para radios menores que 65 m, mientras que el FC baja de los 0,2. Para radios grandes ($> 85 \text{ m}$) el COE disminuye hasta valores inferiores a 0,07 €/kWh, volviendo a aumentar pasados los 90 m, mientras que el FC aumenta hasta sobrepasar los 0,3. Por tanto, haber optado por radios más pequeños, aparte de incrementar el COE , no habría beneficiado a la producción de energía.

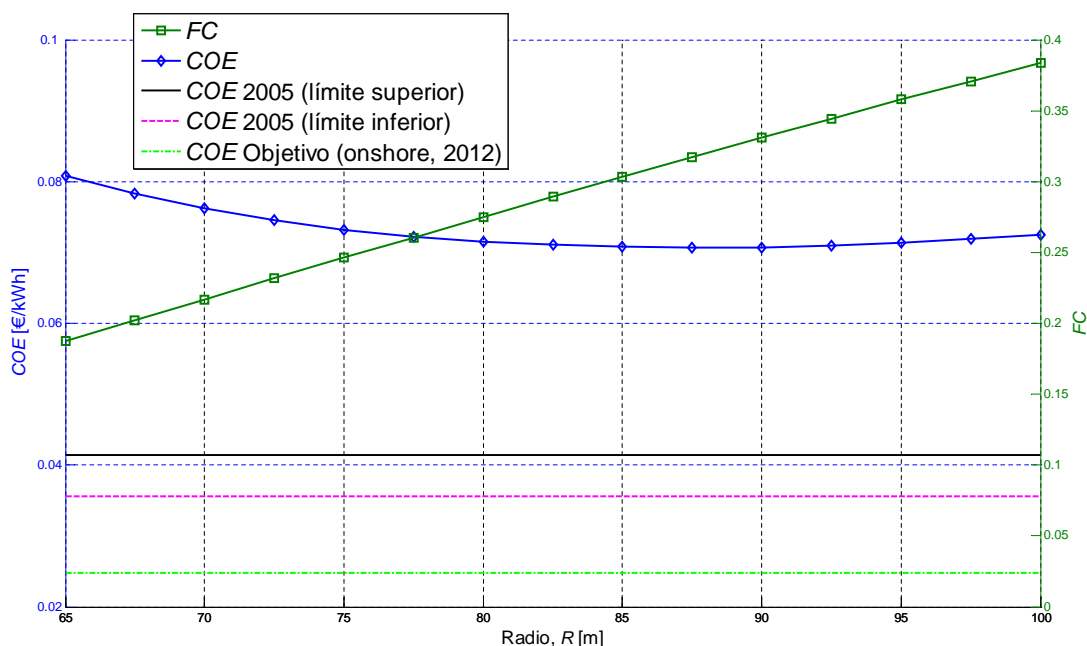


Figura 11.9: Variación del coste de la energía (COE) con el radio (R)

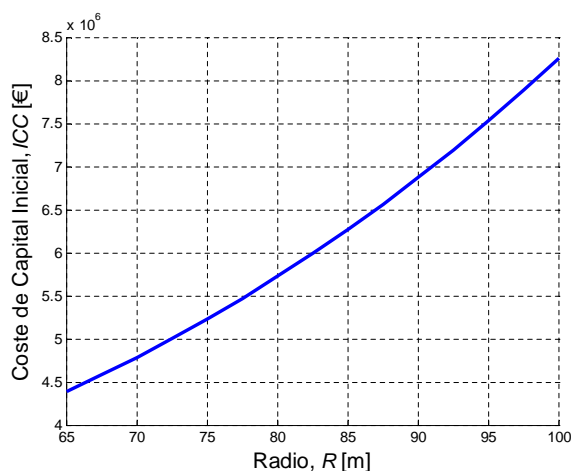


Figura 11.10: Variación del coste de capital inicial (ICC) con el radio (R)

11.8. COE: Comparación con otras fuentes de energía

Una vez obtenido el *COE* para el aerogenerador en estudio, se hace indispensable tener una comparación respecto a otros valores, ya sea de fuentes de energía diferentes o no. El Departamento de Energía (DOE) de EEUU ha llevado a cabo estudios basados en modelos⁷ para predecir los costes normalizados de energía (*Levelized cost of energy*, LCOE), el cual se describe como el precio al que debe generarse la electricidad para que los gastos totales igualen los ingresos (ganancia neta cero). Dado que éste incluye las inversiones realizadas, operación y mantenimiento, gastos de combustible, energía producida, duración de la máquina (vida) y la tasa de descuento (el interés anual dividido

⁷Véase: <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/assumption/index.html>

por el capital (incluyendo dicho interés)), se puede tomar el *COE* obtenido como equivalente y equiparable al obtenido empleando el modelo WindPACT. Se debe remarcar que dada la complejidad de dicho modelo, que tiene en consideración numerosos factores económicos que quedan fuera del estudio de este documento, se tomarán como valores aproximativos, no debiéndose considerar como reflejo fiable del mercado actual.

Los datos proporcionados por la tabla 11.5 son medias en territorio estadounidense. Dado que los valores son dados en dólares de 2009, se empleará un ratio de conversión que transforme los valores a euros de 2011, siguiendo la misma formulación explicada en la Sección 11.2. Para mayor información se recomienda consultar dicho documento⁸. El *ROC* queda:

$$ROC = \frac{1,0427}{1,4860} = 0,70168 \quad (11.17)$$

donde la inflación se ha tomado entre junio de 2009 y abril de 2011. No se tiene en consideración en el estudio la inflación estimada para 2016, por lo que los resultados para 2011 cumplen el mismo requisito.

Tabla 11.5: LCOE para diversas fuentes de energía (estimaciones para 2016)

Fuente de energía	LCOE [\$/kWh] (\$2009)	LCOE [€/kWh] (€2011)
Carbón (convencional)	0,0948	0,0665
Gas natural (convencional)	0,1245	0,0874
Gas natural de ciclo combinado	0,0661	0,0464
Nuclear	0,1139	0,0799
Eólica (terrestre)	0,097	0,0681
Eólica (marina)	0,2432	0,1706
Solar fotovoltaica	0,2107	0,1478
Geotérmica	0,1017	0,0714
Biomasa	0,1125	0,0789
Hidroeléctrica	0,0864	0,0606

A raíz de los resultados, se puede ver que el *COE* obtenido por el aerogenerador en estudio (que valía 0,07153 €/kWh) no sería un valor tan alto como se podía suponer, considerando las condiciones en las que opera (velocidad media del viento de 5,3 m/s y limitación por ruido de 65 m/s). Sin embargo, esto no contempla el avance tecnológico que pueda darse de aquí a 2016, posiblemente disminuyendo el coste de la energía a valores muy inferiores a los calculados por el estudio. No obstante, de seguir los costes la tendencia dada por dicho estudio, no se vería en demasiada desventaja a la hora de ofrecer unos costes de la energía competitivos con el resto de fuentes de energía.

Dado que resultan más interesantes los datos actuales que los resultados extraídos de modelos matemáticos con vistas al futuro, en el cual se manejan múltiples variables y cierta imprecisión, se muestra a continuación una gráfica con los resultados de *LCOE* empleando el mismo modelo para 2009, y tomando como referencia los costes de 21 centrales de energía (Klein, 2009). La variabilidad en los valores no sólo es debida a la gran variedad en el coste de componentes y factores de operación, sino también a la impredecibilidad de los beneficios impositivos.

⁸Fuente: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2011).pdf)

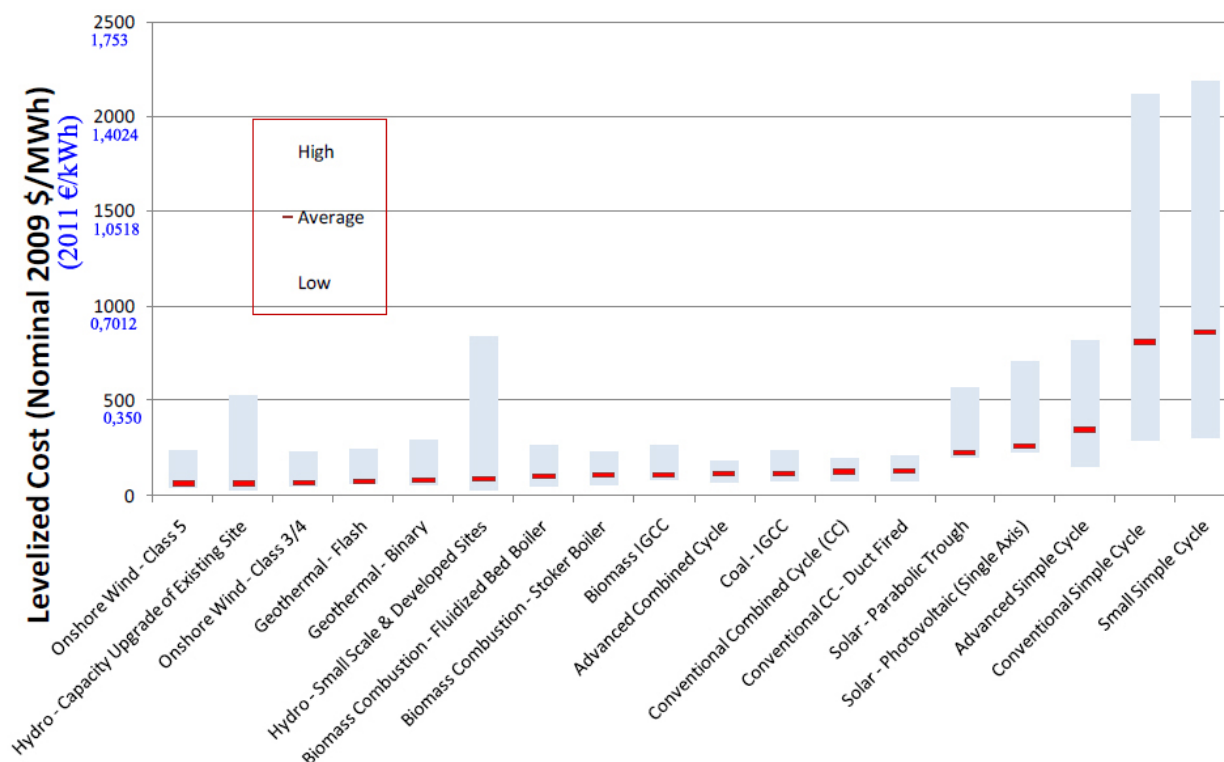


Figura 11.11: LCOE para diversas fuentes de energía

Fuente: Klein (2009)

Se han añadido los valores para abril de 2011 en el eje vertical de la gráfica como modo de comparación, tomándose los valores de 2009 mostrados en la gráfica a fecha de agosto, en la cual se publicó dicho documento. Por tanto el *ROC* utilizado ha sido de 0,7012. Se vuelve a comprobar que para aerogeneradores de Clase 4 terrestres, los valores rondan entre los 0,16 €/kWh de máxima y los 0,04 €/kWh de mínima, estando el valor medio alrededor de los 0,6-0,7 €/kWh. Pero lo más destacable es que, aún siendo de Clase 4, se erigen como la tercera fuente más barata en cuanto a coste de energía se refiere.

Conclusiones

Una vez abarcados todos los estudios, y habiendo realizado numerosos análisis en el cual se han variado determinados parámetros individualmente, manteniendo generalmente el resto constantes (a no ser que la variación de uno incida directamente en el valor de otro), se tiene la obligación de analizar si las decisiones tomadas han sido las más adecuadas en la consecución de los objetivos, y si habiendo elegido otra opción en algún momento del proceso hubiese favorecido los intereses buscados.

Se recuerdan a continuación los datos de partida:

- ▷ Potencia nominal: 4,5 MW
- ▷ Clase: IIA
- ▷ Velocidad límite en punta de pala: 65 m/s
- ▷ Parámetros de la función de Weibull: $c = 6$ m/s y $k = 2,5$

Lo primero que se debe hacer es un compendio de los resultados obtenidos. La tabla 11.6 en la página 190 recoge aquellos más significativos y esenciales del aerogenerador proyectado.

El primer paso del proceso consistió en definir la distribución de perfiles. Dado que se exige una alta eficiencia aerodinámica, altos coeficientes de sustentación, bajos coeficientes de resistencia que permanezcan constantes durante un amplio rango de ángulos de ataque y un espesor relativo del perfil cercano al buje que permita la colocación de elementos estructurales que soporten las cargas de la pala, se optó por crear cinco distribuciones que satisficieran dichos requerimientos. Los valores del factor de velocidad en punta de pala óptimos (λ_{opt}) abarcan valores desde 7,7 hasta 9,8 para así poderse apreciar la influencia de este parámetro en otros parámetros calculados más adelante. El coeficiente de potencia, $C_{P_{max}}$, sin embargo, no variaba en exceso (0,508-0,526).

A continuación se procedió a dimensionar los resultados obtenidos. El *COE* se impuso como factor principal en la decisión, ya que es el parámetro económico más influyente a la hora de comercializar una máquina de generación de energía. No obstante, aunque el rango de radios para un *COE* mínimo era variado (véase la figura 5.13, sobre la línea de limitación por ruido a 65 m/s), se optó por considerar un factor de capacidad mínimo para garantizar una determinada cantidad de energía anual. Esta decisión condicionó en exceso la futura evolución del aerogenerador, dotándola de unas dimensiones tal vez excesivas para el nivel tecnológico y de modelización actual. De haber optado por un radio más pequeño, por tanto sacrificando unas centésimas del factor de capacidad (por ejemplo, $FC = 0,2$, dentro de la media nacional (véase la figura 5.5)) se habría abaratado el aerogenerador, aunque no se habría logrado disminuir el coste de la energía, como se puede ver en la figura 11.9. De hecho, se puede apreciar que el mínimo *COE* obtenible ocurre entre los radios 85-90 m, pero el coste inicial de capital se habría disparado (figura 11.10).

Tabla 11.6: Resumen de datos del aerogenerador proyectado

Parámetro	Resultado
Número de palas (b)	3
Diámetro (D)	160 m
Área barrida (A_s)	20106 m ²
Potencia específica (SP)	224 W/m ²
Altura de la torre (H)	120 m
Tipo de control	Paso variable individual
Multiplicadora	1 etapa
Generador	Síncrono de imanes permanentes
Velocidad de arranque (v_{in})	3 m/s
Velocidad de corte (v_{out})	25 m/s
Velocidad nominal (V_N)	9,37 m/s
Velocidad a la que se aplica la limitación de giro (V_{Ω_N})	8,44 m/s
Velocidad angular sin limitación por ruido (Ω_{N0})	0,893 rad/s (8,53 r.p.m.)
Velocidad angular con limitación por ruido (Ω_N)	0,813 rad/s (7,76 r.p.m.)
Factor de capacidad (FC)	0,280
Horas equivalentes (H_{eq})	2452 h
Producción de energía anual (AEP)	1, 1034 · 10 ⁷ kWh
Peso total del aerogenerador	1.010.504 kg
Coste de capital del aerogenerador (TCC)	4.183.281 €
Coste inicial de capital (ICC)	5.818.490 €
Coste de la energía (COE)	0,07153 €/kWh

Las razones por las que se descartaron las palas con factores óptimos de velocidad en punta de pala elevados se pueden apreciar en las figuras 5.31 y 5.33. Tanto la pérdida de potencia por limitación por ruido como la imposición de obtener un factor de potencia elevado hicieron que tanto la pala seleccionada como su tamaño dieran el factor de potencia mayor. Se aprecia cómo la limitación por ruido impone serias correcciones a la curva de potencia, limitando la energía producida. Esto se ve reflejado luego en el factor de capacidad ($FC = 0,2688$ para la pala 1 ($R = 80$ m) y $FC = 0,2673$ para la pala 2 ($R = 80$ m) frente a los 0,280 obtenidos con la pala 5), disminuyéndolo, dado que el aerogenerador opera en un emplazamiento en el cual predominan vientos de baja velocidad sin apenas dispersión respecto de la velocidad de máxima probabilidad en la función de distribución de probabilidad de Weibull, y al ser la producción de energía el producto de dicha función de probabilidad por la curva de potencia, interesa no perder energía a bajas velocidades (ver figura 5.33). Por ello se decidió minimizar los efectos en la zona alrededor de la velocidad nominal, logrando extraer una potencia extra (véase la subfigura b de la figura 5.33). Disminuir el radio tiene efectos negativos, ya que incrementa dicha pérdida, como se pudo ver en la figura 5.27.

Dado que en el caso de control por paso activo las cargas soportadas por la pala eran menores que las de pérdida activa, se optó por este método de control de potencia. Esto se pudo ver en la Sección 7.6.2.2 en la que se mostraban las cargas acumuladas en cada sección de la pala para ambos casos (figuras 7.13 y 7.17).

Para la distribución de espesores de los elementos que componen la pala se optó por una variación que evitara grandes concentraciones de esfuerzos en zonas de cambio de perfil o de cargas elevadas.

Se intentó homogeneizar empleando el mapa de colores de esfuerzos normalizados y posteriormente se fue disminuyendo el espesor relativo (t/c) mediante multiplicadores que afectarían a toda la pala o a ciertas zonas específicas. Se logró una gran reducción de masa en comparación con la dada por el modelo WindPACT y LWST (ver tabla 6.4), bien es cierto que en el estudio estructural sólo se contempló la situación de viento estacionario sin turbulencia, por lo que los espesores quedarían subdimensionados respecto del caso real, que es el que contempla el modelo expuesto en la Sección 6.2. Aún se podría haber reducido algo más, pero para una primera aproximación, teniendo en cuenta la simpleza de las condiciones externas, no se consideró oportuno ya que cumplía con el objetivo de reducir la masa por debajo de la dada por el modelo.

Se consiguió tal reducción de peso con la inclusión en gran parte de los elementos encargados de soportar la mayor parte de las cargas de materiales compuestos de fibra de carbono con un laminado del 70% de fibras en dirección longitudinal de la pala. Dado que el estudio no se centra en la optimización de dichos laminados según qué elemento, se empleó el mismo para todos, arrojando buenos resultados. El único elemento en el cual se utilizó fibra de vidrio fue el revestimiento de la pala. Se probó emplear sólo fibra de vidrio pero con los espesores conseguidos no conseguía soportar las cargas, y aumentar los espesores sólo conseguiría aumentar su peso, el cual ya era superior por ser un material más denso. También se eligió la fibra de carbono debido a que es un material menos flexible, otorgando mayor rigidez a unas palas ya de por sí largas.

El dimensionado de la torre siguió un proceso un tanto simplificado. Se emplearon criterios descritos en Hau (2006). Se eligió una torre tronco-cónica de acero con un ángulo de conicidad pequeño y espesor de pared del orden de 3-4 mm, variando los diámetros de 5 a 4 m desde la base a la punta. Las cargas soportadas por la torre se tomaron del estudio WindPACT y LWST, excepto la masa de las palas, que se tomó la del cálculo estructural.

Las vibraciones de los diferentes elementos para el caso estacionario sin fuerzas externas no obligó a la alteración de los valores y las distribuciones antes obtenidas, al no suponer ningún peligro para la estructura (no se apreciaron resonancias energéticas en el diagrama de Campbell ni en el de Waterfall).

El generador y la multiplicadora se eligieron según el criterio de mínimo *COE* para los casos dados por el modelo WindPACT, en el cual se comprobó que el caso avanzado de torre y palas, multiplicadora unietapa y generador síncrono de imanes permanentes a media velocidad cumplía dicho requisito, aparte de ser la opción más barata en cuanto a coste inicial de capital y la segunda configuración más ligera de las estudiadas por el modelo.

Finalmente, se obtuvieron los costes de los distintos elementos del aerogenerador, así como el coste de la energía. El coste de capital del aerogenerador resultó ser bastante alto, dadas las dimensiones del rotor, la potencia de la máquina y la lenta velocidad de giro, que transmite mayor par a los elementos del tren de potencia y aumenta, por tanto, los costes. Esto condicionó luego el coste de la energía, que depende del coste inicial de capital, suma del coste del aerogenerador más los costes de ejecución de obra. Bien es cierto que se podría haber sacrificado factor de capacidad (u horas equivalentes) para haber disminuido el coste inicial del aerogenerador, pero al ser dicho cálculo el último realizado, habría supuesto una recalculación total del estudio, requiriendo de más tiempo. A pesar del elevado precio de la máquina, el coste de la energía no es tan desorbitado, siendo equiparable a otras fuentes no renovables.

Para concluir, éstos serían los cambios que se realizarían en el estudio en el caso de tener la oportunidad de repetir el proceso con los conocimientos adquiridos en su primer estudio:

- ▷ Se optaría por una distribución de perfiles similar, tal vez abarcando menor envergadura con el DU-40. Se probarían perfiles diferentes a los estudiados, como los perfiles desarrollados por NREL.

- ▷ Se aumentarían los puntos de discretización de la pala para aumentar así la precisión de los cálculos obtenidos, dado que para una pala de 80 m, utilizar 40 puntos (como fue el caso) supone un punto por cada 2 metros, aunque evidentemente no se escogieron puntos equiespaciados, sino ubicados en aquellas zonas con mayores cambios en las propiedades geométricas y aerodinámicas.
- ▷ Visto el efecto que suponen λ_{opt} elevados, posiblemente se optara por palas con valores similares al utilizado para este estudio.
- ▷ Se dotaría a la máquina de un menor radio, sacrificando producción de energía con el fin de reducir los costes de la máquina. Para reducir el par transmitido al tren de potencia, se requieren de mayores velocidades de giro, por lo cual, dada la limitación, sólo se puede conseguir reduciendo el radio. Disminuir la velocidad nominal también se ha visto ventajoso, pero con las palas probadas no se ha logrado bajar del valor estudiado, ya que la limitación por ruido acabada desplazándola a valores más altos.
- ▷ Se intentaría optimizar algo mejor la distribución de espesores o intentar programar una función que crease una matriz de espesores que lograra homogeneizar mediante los esfuerzos normalizados los espesores en todos los puntos estudiados en la discretización de los elementos estructurales de la pala. En otras palabras, definir un esfuerzo normalizado por debajo del de rotura y obligar a todos los puntos de la discretización a cumplir con dicha imposición mediante la variación del espesor en ese punto.

El proceso y los métodos empleados en el proyecto se corresponde con un diseño preliminar, muy básico a efectos prácticos y obviando consideraciones y análisis indispensables tales como ráfagas de viento, situaciones no estacionarias (parada, arranque), sin abarcar áreas como el control o el dimensionado de elementos del tren de potencia ni realizando estudios indispensables como son los estudios de fatiga.

Se ha de remarcar que todas las decisiones adoptadas, tanto técnicas como económicas, se han apoyado en herramientas de trabajo similares a las empleadas por la industria en la actualidad. Se ha consultado una amplia variedad de documentación (bastante actualizada, y tanto técnica como informativa), en la que se incluyen libros y recursos electrónicos de instituciones dedicadas expresamente al estudio de aerogeneradores. La normativa aplicable se ha tomado como referencia en los procesos seguidos y se han tenido en consideración parámetros de máquinas similares existentes en el mercado, sirviendo de guía en algunas de las decisiones tomadas.

También cabe destacar que la falta de información sobre aerogeneradores de similar potencia que operen en emplazamientos similares que el estudiado (recientemente acaba de salir un aerogenerador de 4,5 MW de Gamesa específico para zonas con viento de intensidad baja, con 136 m de diámetro y una altura de torre de 120 m) así como la no inclusión de técnicas de cálculo más avanzadas y nuevas tecnologías no contempladas han marcado el camino y las limitaciones técnicas que se han ido comentando a lo largo del proyecto.

Bibliografía

AEE: *Eólica 10. Todos los datos, análisis y estadísticas del sector eólico*. Junio 2010. Disponible en Web: http://www.aeeolica.es/userfiles/file/AEE_Anuario_2010.pdf

AEE: *Estudio macroeconómico del sector eólico español - Actualización 2010*. Noviembre 2010. p. 6. Disponible en Web: <http://www.aeeolica.es/userfiles/file/aee-publica/WEBInforme MACROECONOMICO 2010.pdf>

Ancona, D., McVeigh, J.: *Wind Turbine - Materials and Manufacturing Fact Sheet*. Princeton Energy Resources International, LLC, 29 Agosto 2001. Disponible en Web: http://www.perihq.com/documents/WindTurbine-MaterialsandManufacturing_FactSheet.pdf

Bramwell, A. R. S., Done, G., Balmford, D.: *Bramwell's Helicopter Dynamics*. Reino Unido: Butterworth - Heinemann, 2002. p. 34-42

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E.: *Wind Energy Handbook*. Chichester: John Wiley & Sons, 2001.

Carlin, P. W., Laxson, A. S., Muljadi, E. B.: *The History and State of the Art of Variable-Speed wind Turbine Technology*. National Renewable Energy Laboratory/National Wind Technology Center, 7 Febrero 2003. p. 129-130

Cuerva, A., Espino, J. L., López, O., Meseguer, J., Sanz, A.: *Teoría de los helicópteros*. Madrid: E.T.S.I. Aeronáuticos, UPM, 2009.

European Wind Energy Association: *Wind Energy - The facts: a guide to the technology, economics and future of wind power*. EEUU/Reino Unido: Earthscan, 2009.

Fingersh, L., Hand, M., Laxson, A.: *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model*. Cole Boulevard, Golden, Colorado: Technical Report NREL/TP-500-40566, December 2006.

Gallardo, B.: *Tesis doctoral: Nuevas técnicas para la mitigación de clutter de aerogeneradores en radares meteorológicos*. Madrid: UPM, 2011. Disponible en Web: http://oa.upm.es/7073/1/BEATRIZ_GALLARDO_HERNANDO.pdf

Griffin, D. A., Ashwill, T. D.: *Alternative Composite Materials for Megawatt-Scale Wind Turbine Blades: Design Considerations and Recommended Testing*. Journal of Solar Energy Engineering, Noviembre 2003. Volumen 125, Número 4, 515 (7 páginas). Disponible en Web: <http://www.aseanenergy.info/Abstract/31020965.pdf>

GWEC, *Global Wind 2009 Report*. 2009. Disponible en Web: http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Global_Wind_2007_report/GWEC_Global_Wind_2009_Report_LOWRES_15th_Apr..pdf

Harrison, R., Hau, E., Snel, H.: *Large wind turbines: Design and economics*. UK: John Willey & Sons, 2000.

Hau, E.: *Wind Turbines: fundamentals, technologies, application, economics*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2006.

Klein, J.: *Comparative Cost of California Central Station Electricity Generation*. EEUU: California Energy Commision, Agosto 2009.

Manwell, J. F., McGowan, J. G., Rogers, A. L.: *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Chichester: John Wiley & Sons, 2009.

Peinke, J., Schaumann, P., Barth, S.: *Wind Energy: Proceedings of the Euromech Colloquium*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2007.

Poore, R., Lettenmaier, T.: *Alternative Design Study Report: WindPACT Advanced Wind Turbine Drive Train Designs Study*. Cole Boulevard, Golden, Colorado: Technical Report NREL/SR-500-33196, August 2003.

Rodríguez, J. L., Burgos, J. C., Arnalte, S.: *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica*. Madrid: Editorial Rueda, 2003.

Schreck, S., Laxson, A.: *Low Wind Speed Technologies Annual Turbine Technology Update (ATTU) Process for Land-Based, Utility-Class Technologies*. Cole Boulevard, Golden, Colorado: Technical Report NREL/TP-500-37505, Junio 2005.

Villarrubia, M.: *Energía eólica*. Barcelona: Ediciones Ceac, 2004.

Referencias electrónicas

ABO Wind AG: http://www.abo-wind.com/es/energia_eolica/ventajas_de_la_energia_eolica.html

Archivo Digital UPM: <http://oa.upm.es/>

Areva-Wind GmbH: <http://www.areva-wind.com/>

Asociación Empresarial Eólica (AEE): <http://www.aeeolica.es/index.php>

Bard Gruppe: <http://www.bard-offshore.de/>

Boletín Oficial del Estado (BOE): <http://www.boe.es/>

BTM Consult ApS: http://www.btm.dk/public/Pressrelease_Eng_BT_M_WMU2009.pdf

Danish Wind Industry Association website: <http://guidedtour.windpower.org/en/core.htm>

Dewi Magazin: <http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=46&L=8&id=46>

Gamesa: <http://www.gamesa.es/es/>

GE Energy: http://www.gepower.com/businesses/ge_wind_energy/en/index.htm

Global Wind Energy Council (GWEC): <http://www.gwec.net/>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE): <http://www.idae.es/>

REpower Systems AG: <http://www.repower.de/index.php?id=1&L=1>

Sandia Report, *Sweep-Twist Adaptive Rotor Blade: Final Project Report*. Febrero 2010: <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2009/098037.pdf>

Soraluce, F. G., *Energía eólica*: http://www.ciccp.es/revistaIT/textos/pdf/05_Francisco_Galán_Soraluce.pdf

The Boston Consulting Group, *Nuevos vientos para el desarrollo sostenible*: http://www.aeeolica.es/userfiles/file/aee-publica/01_07_03_boston.pdf

The Poul la Cour Museum: <http://www.poullacour.dk/engelsk/vindtunn.htm>